

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Институт компьютерных и инженерных наук  
Кафедра химии и химической технологии  
Направление подготовки 18.03.01 – Химическая технология  
Направленность (профиль) образовательной программы Химическая технология  
природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива

Исполнитель  
студент группы 0107-об \_\_\_\_\_ И.Д. Кутько  
(подпись, дата)

Руководитель  
доцент, канд. хим. наук \_\_\_\_\_ С.А. Лескова  
(подпись, дата)

Консультант по безопасности  
жизнедеятельности  
доцент, канд. техн. наук \_\_\_\_\_ А.В. Козырь  
(подпись, дата)

Нормоконтроль  
проф., док. хим. наук \_\_\_\_\_ Т.А. Родина  
(подпись, дата)

Благовещенск 2024

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Институт компьютерных и инженерных наук  
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Кутько Игоря Денисовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива» утверждена Приказом от 17.04.2024 г № 1016-УЧ
2. Срок сдачи студентом законченной работы 07.06.2024 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность установки по сырью – 1200 тыс. тонн/год. Давление в реакторе – 6,3 МПа, температура реакции – 310 °С, температура регенерации – 460 °С. Глубина обессеривания – не менее 96,5%. Литературные данные. Технологическая документация, нормативная и иная документация
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор по теоретическим основам и химизму, процесса гидроочистки дизельного топлива. Характеристика сырья и готовой продукции установки. Описание технологической схемы установки. Материальный баланс реакторного блока. Тепловой расчет реактора. Расчет блока гидроочистки. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов графической части: Технологическая схема блока гидроочистки дизельного топлива
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства».
7. Дата выдачи задания 27.04.2024 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Лескова Светлана Анатольевна, доцент, канд. хим. наук

Задание принял к исполнению 27.04.2024 г.

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 69 с., 7 рисунков, 11 таблиц, 64 формулы, 40 источников.

ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, ДИЗЕЛЬНАЯ ФРАКЦИЯ, ГИДРООЧИСТКА, ГИДРОГЕНИЗАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ, ВОДОРОД, ПРИМЕСИ, СЕРА, МЕРКАПТАНЫ, СЕРОВОДОРОД, АРОМАТИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ, УСТАНОВКА ГИДРООЧИСТКИ

В данной бакалаврской работе представлен анализ литературных источников, посвященных процессу гидроочистки дизельных топлив с целью удаления нежелательных компонентов (серо-, азот-, металлосодержащие соединения), а также сократить возможность протекания реакций гидрокрекинга. Основное внимание уделено изучению химических основ процесса, особенностей применяемого оборудования, катализаторов, а также параметров, необходимых для эффективного проведения процесса гидроочистки. Работа включает в себя технологический расчет реактора, материального и теплового баланса и анализ полученных продуктов, включая гидрогенизат и сероводород, расчет температуры на выходе из реактора. В заключительной части представлен чертеж технологической схемы установки гидроочистки.

Кроме того, в работе рассмотрены важные вопросы обеспечения безопасности и экологической чистоты производства, включая анализ средств защиты и управление отходами.

					ВКР.191271.180301 ПЗ			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И.Д.				Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С.А.					у	3	69
Н. контр.	Родина Т.А.					АмГУ, ИКиИН, гр. 0107-об		
Зав. каф.	Гужель Ю.А.							

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	6
1.1 Физико-химические основы процесса гидроочистки	6
1.2 Катализаторы процесса гидроочистки	6
1.3 Химизм процесса гидроочистки	9
1.4 Параметры ведения процесса	13
1.5 Основное оборудование гидроочистки дизельного топлива	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	21
2.1 Сырье и продукция процесса гидроочистки дизельного топлива	21
2.2 Описание технологической схемы установки	25
2.3 Расчет технологического процесса гидроочистки дизельной фракции	27
2.3.1 Расход водорода на гидроочистку	28
2.3.2 Материальный баланс установки	35
2.3.3 Тепловой баланс реактора	38
2.3.4 Расчет габаритов реактора	44
2.3.5 Расчет потери напора в слое катализатора	45
3 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ	49
3.1 Охрана здоровья персонала и безопасность труда	57
3.2 Охрана окружающей среды	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	66

					<b>ВКР.191271.180301 ПЗ</b>			
			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кутько И.Д.</i>				<i>Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Лескова С.А.</i>					у	4	69
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т.А.</i>					<i>АмГУ, ИКиИН, гр. 0107–об</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю.А.</i>							

## ВВЕДЕНИЕ

Дизельное топливо наряду с автомобильным бензином, авиационным керосином и топочным мазутом является одним из важнейших продуктов нефтеперерабатывающей промышленности. Это объясняется использованием его в двигателях различного вида техники. Такая распространенность возможна благодаря относительно невысокой стоимости дизельного топлива, а также его эксплуатационным качествам [1].

Гидроочистка является важнейшим вторичным процессом в нефтеперерабатывающей промышленности, работу ни одного современного нефтеперерабатывающего завода невозможно представить без установок гидроочистки. Процесс гидроочистки предназначен для снижения содержания нежелательных соединений в дизельном топливе.

Ужесточение требований к экологической безопасности дизельных топлив, в частности, по содержанию суммарных и полициклических аренов, обуславливает важность совершенствования методов получения дизельного топлива с одновременно низким содержанием серы и ароматических углеводородов.

Цель данной работы заключается в расчете основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива. Для достижения вышеприведенной цели необходимо решить ряд задач:

- изучить научные публикации, посвященные методам гидроочистки дизельного топлива для удаления сернистых и ароматических компонентов; оборудованию, катализаторам и ключевым параметрам процесса;
- дать характеристику сырья, продуктов, катализаторов;
- рассчитать материальный и тепловой баланс реактора;
- произвести необходимые технологические расчеты оборудования;
- выполнить чертеж технологической схемы и описать её.

					ВКР.191271.180301 ПЗ			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И.Д.				Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С.А.					у	5	69
Н. контр.	Родина Т.А.					АмГУ, ИКиИН, гр. 0107–об		
Зав. каф.	Гужель Ю.А.							

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Физико-химические основы процесса гидроочистки

Гидроочистка является ключевым процессом в современной нефтепереработке, позволяющим улучшить качество топлива и уменьшить содержание вредных примесей. Этот процесс особенно важен для снижения уровня серы, азота и других загрязнителей в нефтепродуктах.

Процесс гидроочистки основан на химическом взаимодействии углеводородов с водородом при высоких температурах и давлении. В результате такого взаимодействия происходит насыщение непредельных соединений, удаление сернистых и азотистых соединений, а также превращение многоциклических ароматических углеводородов.

Для ускорения процесса гидроочистки используются катализаторы на основе металлов группы платины или молибдена и кобальта. Катализаторы обеспечивают необходимую активность и селективность реакций, что позволяет эффективно удалять примеси без избыточного разрушения углеводородов.

Нефтепродукт смешивается с водородом и подается в реактор, где под воздействием катализаторов и при высоких температуре и давлении происходят реакции гидроочистки. Продукты реакции затем охлаждаются и отделяются от непрореагировавшего водорода, который может быть возвращен в цикл [1].

Гидроочистка играет важную роль в обеспечении экологической безопасности и высокого качества топлива. Продолжающиеся исследования в области катализаторов и оптимизации процессов открывают новые возможности для улучшения эффективности и экономичности производства чистых нефтепродуктов.

## 1.2 Катализаторы процесса гидроочистки

Катализаторы играют важнейшую роль в процессе гидроочистки, позволяя

					ВКР.191271.180301 ПЗ			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И. Д.				Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С. А.					у	6	69
Н. контр.	Родина Т. А.					АмГУ, ИКиИН, гр. 0107–об		
Зав. каф.	Гужель Ю. А.							

ускорять химические реакции и повышать эффективность очистки нефтепродуктов от нежелательных примесей. Они являются ключевым элементом, определяющим характер и глубину протекающих реакций.

Катализаторы для гидроочистки обычно представляют собой оксиды и сульфиды металлов переменной валентности, таких как никель (Ni), кобальт (Co), молибден (Mo) и вольфрам (W). Эти вещества устойчивы к отравляющему действию серы, что критически важно для поддержания их активности в процессе [1].

Активность катализатора определяется его способностью к обессериванию, то есть удалению серы из нефтепродуктов. Избирательность катализатора важна для того, чтобы ускорять нужные реакции, минимизируя побочные эффекты.

Катализаторы должны быть устойчивы к отравлению серой, которая может существенно снижать их активность. Поэтому в процессах гидроочистки используются сероустойчивые катализаторы.

Регенерация катализаторов: со временем катализаторы теряют свою активность и требуют регенерации. Процесс регенерации включает в себя восстановление активности катализатора путем удаления накопившихся на его поверхности примесей.

Катализаторы, используемые в промышленности, отличаются высокой специфичностью действия. Алюмокобальтмолибденовые катализаторы не способствуют реакциям разрыва углерод-углеродных связей или насыщению ароматических структур. Тем не менее, они проявляют высокую активность в процессах разрыва углерод-серных связей и обладают значительной термостойкостью. Эти катализаторы также активны в реакциях насыщения ненасыщенных соединений, разрыва углерод-азотных и углерод-кислородных связей, делая их подходящими для гидроочистки различных нефтяных фракций [2].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

Алюмоникельмолибденовые катализаторы более эффективны в процессах насыщения ароматических углеводородов и гидрирования азотсодержащих соединений, но менее активны в отношении ненасыщенных соединений.

Катализаторы гидроочистки обладают устойчивостью к отравляющим веществам. Присутствие оксида углерода может незначительно снижать их активность. В процессе гидроочистки тяжелых фракций активность катализатора может уменьшаться из-за накопления в его порах металлов и металлоорганических соединений, присутствующих в сырье.

Структурные характеристики катализаторов, такие как удельная поверхность, объем и размер пор, имеют важное значение для их активности в гидрогенизационных процессах. Внутри пор катализатора происходит диффузия адсорбированных и реагирующих компонентов, при этом большинство активных центров расположено внутри этих пор. Гидрирование происходит как на внешней поверхности катализатора, так и внутри его пор [3].

Методика синтеза катализатора играет ключевую роль в формировании его структуры. Алюмоникель- и алюмокобальтмолибденовые катализаторы производятся по одной технологии и представляют собой гранулы неправильной цилиндрической формы.

В ходе гидроочистки катализатор теряет активность, которую можно восстановить путем окислительного обжига кокса на его поверхности. В зависимости от состава катализатора выбирают метод регенерации – газовоздушный или паровоздушный. Катализаторы, содержащие цеолиты, не подлежат паровоздушной регенерации [4].

Газовоздушная регенерация обычно осуществляется при температуре до 530 °С с использованием смеси инертного газа и воздуха. Отработанные газы очищаются водой в скруббере и нейтрализуются раствором соды или щелочи. Максимально возможное количество теплоносителя определяется особенностями процесса и гидравлическим сопротивлением системы.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8



Паровоздушная регенерация проводится с использованием смеси, предварительно нагретой в печи до температуры, необходимой для начала обжига кокса, и подается в реактор для слоевого обжига, после чего газы направляются в дымовую трубу [3].

На установках гидроочистки керосина, дизельного топлива и вакуумного дистиллята используется циркуляционная схема подачи водородсодержащего газа.

Система с циркуляцией позволяет поддерживать стабильное соотношение водород : сырье для увеличения периода работы катализатора между регенерациями можно регулировать это соотношение в пределах допустимых норм. Наличие циркуляционного компрессора на установке обеспечивает возможность проведения газовой регенерации.

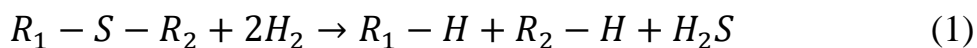
Катализаторы процесса гидроочистки – сложные и высокотехнологичные материалы, требующие тщательного подбора и контроля состояния. Они обеспечивают высокую эффективность очистки нефтепродуктов, что способствует получению топлива высокого качества и снижению вредных выбросов в атмосферу [4].

### 1.3 Химизм процесса гидроочистки

В процессе гидроочистки дизельного топлива протекают многочисленные химические реакции, которые происходят одновременно и последовательно, с участием всех компонентов исходного сырья. Эти реакции можно классифицировать на несколько основных типов: реакции очистки (удаление серы, азота, кислорода, металлов), реакции насыщения (обработка олефинов и диолефинов, ароматических соединений) и реакции гидрокрекинга [5].

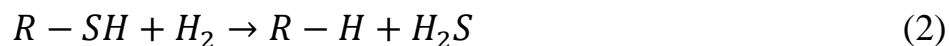
Процессы удаления серы из разнообразных соединений осуществляются через определенные механизмы:

Сульфиды:

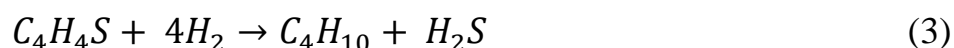


					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

Меркаптаны:



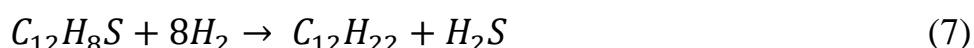
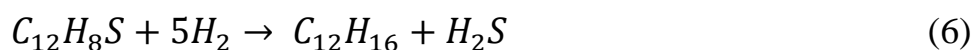
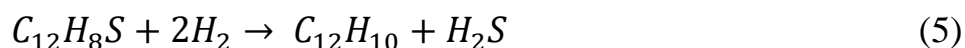
Тиофены:



Бензотиофены:



Дибензотиофены:



Реакции отщепления серы в присутствии водорода – это реакции гидродесульфуризации. С увеличением молекулярной массы скорость гидродесульфуризации уменьшается. Наибольшая скорость наблюдается у меркаптанов, а наименьшая – у дибензотиофенов [5].

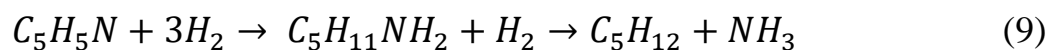
Реакции удаления азота свойственны для аминов, пиридинов и хинолинов:

Амины:

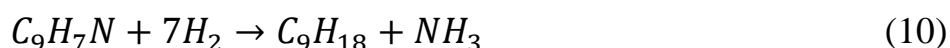


					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Пиридины:



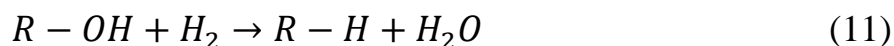
Хинолины:



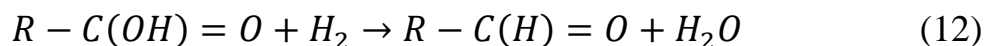
Закономерности реакции гидродесульфуризации также применимы к реакциям отщепления азота. Скорость реакции зависит от молекулярной массы соединения. Хинолины проявляют большую устойчивость по сравнению с аминами. Стоит отметить, что реакции удаления азота проходят с трудом, так как азоторганические соединения являются очень устойчивыми.

Реакции удаления кислорода представляют собой деструкцию связи углерод-кислород в фенолах, спиртах, кислотах и альдегидах.

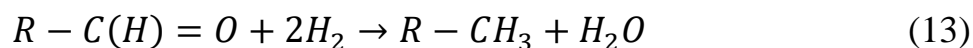
В спиртах и фенолах:



В кислотах:



В альдегидах:

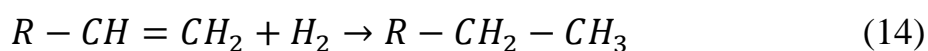


Реакции удаления кислорода обычно протекают легко, при этом продуктами являются вода и соответствующие углеводороды.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

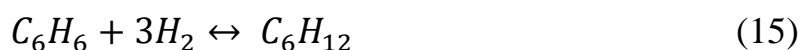
Во время гидроочистки дизельного топлива происходят реакции удаления металлов, таких как палладий, медь, никель и ванадий. В процессе гидроочистки они освобождаются и распределяются либо в паровом пространстве носителя, либо на поверхности катализатора.

Гидрирование олефинов и диолефинов происходит на катализаторах, в состав которых входят платина, оксид платины или палладий. Реакции протекают ступенчато до образования алканов, и при этом скорость реакций выше, чем у реакций гидродесульфирования. Эти реакции являются экзотермическими [6].

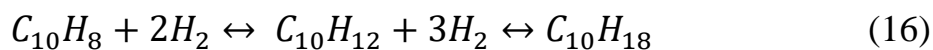


Ароматические соединения гидрируются сложнее, чем олефины и диолефины. Для облегчения протекания реакции требуется понижать температуру и повышать давление. Гидрирование ароматических соединений также сопровождается выделением тепла. Скорость реакции зависит от молекулярной массы: чем меньше масса, тем быстрее проходит реакция.

Бензол:

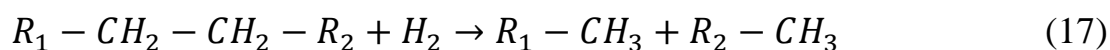


Нафталин:



Помимо основных целевых процессов во время гидроочистки могут происходить реакции гидрокрекинга, имеющие отрицательные последствия. Их подавляют, так как они увеличивают расход водорода. Продукты этих процессов могут загрязнять водород, циркулирующий в системе, что приведет к несоответствию требованиям оборотного газа [7].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Для предотвращения реакций гидрокрекинга подбирают катализаторы, которые не будут способствовать развитию процесса, а также устанавливают низкую рабочую температуру, так как реакции гидрокрекинга возможны только при высоких температурах (от 380 °С до 420 °С) [5].

#### 1.4 Параметры ведения процесса

Основываясь на ранее описанном химизме процесса гидроочистки, можно сделать вывод, что скорость химических реакций зависит от фракционного и группового состава сырья, типа каталитической системы, парциального давления водородсодержащего газа, скорости подачи сырья и температуры. Однако при жестких параметрах процесса продукт может потерять качество: цвет станет нестабильным, а смазывающие свойства ухудшатся из-за разрушения естественных компонентов топлива.

Для предотвращения негативных последствий необходимо вести процесс при оптимальном температурном режиме, чтобы сохранить требуемое качество продукта. Оптимизация процесса также положительно влияет на срок службы катализатора, позволяя использовать его дольше без регенерации.

Глубина гидрообессеривания обратно пропорциональна объемной скорости подачи сырья (ОСПС). Увеличение скорости подачи сырья приводит к уменьшению глубины обессеривания и закоксовыванию катализатора. Поэтому при высокой ОСПС режим процесса ужесточают, повышая температуру.

Глубина обессеривания также зависит от давления водородсодержащего газа. Повышение давления может привести к повторной активации катализатора, но дальнейшее увеличение давления не существенно меняет эффективность процесса. Важно поддерживать оптимальное соотношение водород : углерод и концентрацию чистого водорода, чтобы обеспечить качество продукта и продлить срок службы катализатора. В случае отсутствия возможности повышения кон-

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

центрации водорода, необходимо повышать давление в системе. При этом с увеличением кратности циркуляции и ростом гидравлического сопротивления будут расти энергетические затраты на сжатие циркулирующего газа [8].

Процесс гидроочистки характеризуется несколькими основными параметрами:

Давление: оптимальное давление для гидроочистки дизельного топлива составляет от 1 МПа до 3 МПа.

Температура: наиболее эффективная температура для данного процесса находится в диапазоне 370 – 380 °С.

Содержание водорода в ВСГ: для эффективной гидроочистки содержание водорода должно быть около 75 %.

Кратность циркуляции водорода: кратность циркуляции водорода варьируется от 80 до 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [8].

Катализатор: в процессе часто используются кобальт-молибденовые катализаторы. Катализаторы определяют селективность и скорость реакций, а также степень удаления примесей [9].

Каждый из перечисленных параметров оказывает значительное влияние на процесс гидроочистки.

Давление и температура обеспечивают необходимые условия для протекания химических реакций, в результате которых удаляются сера и другие примеси.

Содержание водорода важно для предотвращения отравления катализатора и поддержания высокой активности процесса.

Кратность циркуляции водорода обеспечивает достаточное количество водорода для реакций гидроочистки.

Гидроочистка позволяет достичь следующих улучшений в качестве дизельного топлива:

– снижение содержания серы: содержание серы в дизельном топливе снижается до уровня, соответствующего экологическим стандартам;

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

– повышение цетанового числа: цетановое число увеличивается, что улучшает характеристики воспламеняемости топлива;

– уменьшение содержания ароматических соединений: Это приводит к снижению токсичности выхлопных газов [10].

Основные параметры процесса гидроочистки играют решающую роль в обеспечении высокого качества дизельного топлива. Понимание и контроль этих параметров позволяет оптимизировать процесс и достигать необходимых экологических и эксплуатационных характеристик топлива. Правильное управление этими параметрами позволяет не только соответствовать экологическим стандартам, но и улучшить эксплуатационные характеристики топлива, такие как цетановое число и стабильность.

### **1.5 Основное оборудование гидроочистки дизельного топлива**

В процессе гидроочистки дизельного топлива используются различные виды теплообменников, печей нагрева и реакторов, каждый из которых имеет свои особенности и применяется в зависимости от конкретных требований процесса.

Теплообменники играют ключевую роль в процессе гидроочистки, так как они отвечают за рекуперацию тепла, то есть за восстановление тепловой энергии, которая может быть потеряна в процессе. Это помогает снизить общее энергопотребление установки. В теплообменниках происходит предварительный нагрев сырья за счет тепла выходного продукта реактора, что уменьшает необходимость в дополнительном нагреве и охлаждении, повышая тем самым энергоэффективность процесса. Теплообменники могут быть разных типов, включая:

- 1) паровые барботеры;
- 2) сопловые подогреватели;
- 3) градирни;
- 4) барометрические конденсаторы [11].

Эти устройства используются для рекуперации тепла, предварительного нагрева сырья и охлаждения продуктов реакции, что способствует повышению

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15





типа труба в трубе и кожухотрубчатые. Однако в настоящее время на всех водимых и проектируемых установках предпочтение отдается воздушному охлаждению основных потоков с дополнительным использованием водяного охлаждения [4].

На установках гидроочистки используются как одноступенчатая горячая, так и одноступенчатая холодная схема сепарации. На первой стадии смесь газов и продуктов поступает в горячий сепаратор, а на второй – в холодный сепаратор. Окончательная стабилизация проводится в стабилизационной колонне.

Горячий сепаратор (высокого давления) предназначен для разделения газопродуктовой смеси, выходящей из реактора, на газовую фазу, содержащую водород и углеводородные газы, и на жидкую фазу, которая направляется в стабилизационную колонну. Условия работы сепаратора: температура 200 °С, давление 4,6 МПа [20].

В холодном сепараторе (высокого давления) происходит разделение газовой фазы, выходящей из горячего сепаратора. Газовая фаза состоит из водородсодержащего газа и сероводорода, а жидкая фаза подается выше зоны питания стабилизационной колонны. Условия сепаратора: температура не превышает 400 °С, давление до 4,4 МПа.

Для получения стабильного гидрогенизата используется стабилизационная колонна с переменным диаметром. Различия по диаметру объясняются тем, что количество верхнего продукта значительно меньше количества нижнего, получаемого в колонне. Условия эксплуатации стабилизационной колонны: давление в зоне питания находится в пределах от 0,16 до 0,20 МПа, температура верха колонны от 130 °С до 140 °С, а низа от 240 °С до 280 °С. Число тарелок в колонне составляет 25 штук [12].

Печи нагрева используются для доведения сырья до температуры, необходимой для начала химических реакций гидроочистки. Они обеспечивают подогрев смеси до требуемой температуры реакции, что является критически важным

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		17

для активации катализатора и обеспечения эффективного протекания химических процессов.

Для нагрева газосырьевой смеси перед реакторным блоком и для подвода тепла горячей струей в куб стабилизационной колонны используются печи вертикально-факельного сжигания топлива. Эти печи являются узкокамерными, радиантно-конвекционными, с отводом дымовых газов через верх аппарата. Внутри печей расположены змеевики – горизонтальные трубы, выполненные в виде двух настенных экранов одностороннего облучения. В конвекционной камере установлен пучок горизонтальных труб. Горелки печей работают на газомазутном топливе. На рисунке 2 представлена схема такой печи [5].

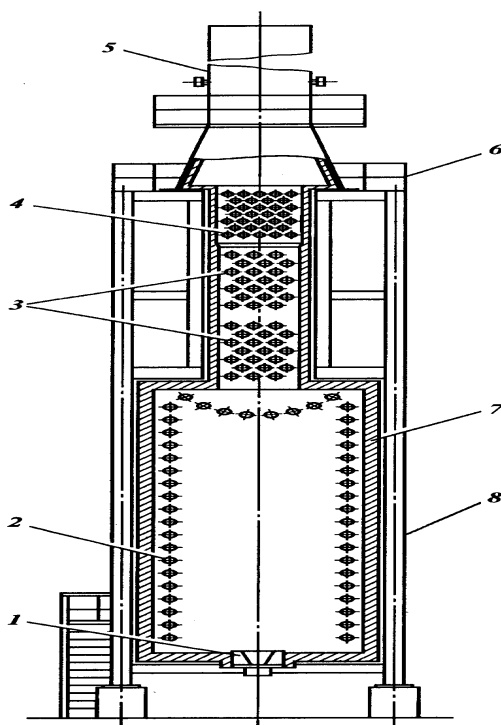


Рисунок 2 – Схема печи ГС1:

- 1 – горелка, 2 – змеевик радиантных труб, 3 – змеевик конвекционных труб,  
4 – воздухоподогреватель, 5 – дымовая труба, 6 – лестничная площадка,  
7 – футеровка, 8 – каркас

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		18

Печи изготавливают из легированной стали типа 08X18H10T. Эта сталь, благодаря наличию хрома в составе, защищена от коррозии, вызванной сернистыми соединениями. Добавленные молибден и никель увеличивают предел текучести металла при высоких температурах и повышают его сопротивление ползучести.

Реакторы – аппарат, где происходят основные реакции гидроочистки. В реакторах углеводородное сырье обрабатывается водородом в присутствии катализатора при высоком давлении и температуре. Реакторы могут быть одно- или многосекционными и спроектированы таким образом, чтобы обеспечивать оптимальные условия для удаления серы, азота, кислорода и насыщения непредельных углеводородов, что в итоге приводит к повышению цетанового числа и снижению содержания ароматических соединений в дизельном топливе [14].

Реакторы представляют собой вертикальные цилиндрические аппараты с аксиальным вводом сырья. Сырьевая смесь подается через верхний штуцер, проходя через гаситель потока для снижения скорости потока, а затем через фильтр для дополнительной очистки. Газосырьевая смесь попадает на контактно-распределительное устройство, которое обеспечивает равномерное распределение потока сырья в верхней части реактора.

Реакторы изготавливаются из стали 12ХГНМ, а также обязательен пластирующий слой из биметалла 20К08Х18Н10Т. Последний контактирует с компонентами газосырьевой смеси и газопродуктовой смеси при температурах от 340 °С до 380 °С во время реакций. Большая температурная нагрузка на стенки происходит во время газозвоздушной регенерации катализатора, где температура составляет 500 °С. Давление при проведении реакций поддерживается на уровне 5 МПа. Для регуляции температурного режима в реакторах предусмотрены штуцеры для установки термомпар. Схема такого реактора представлена на рисунке 3 [5].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

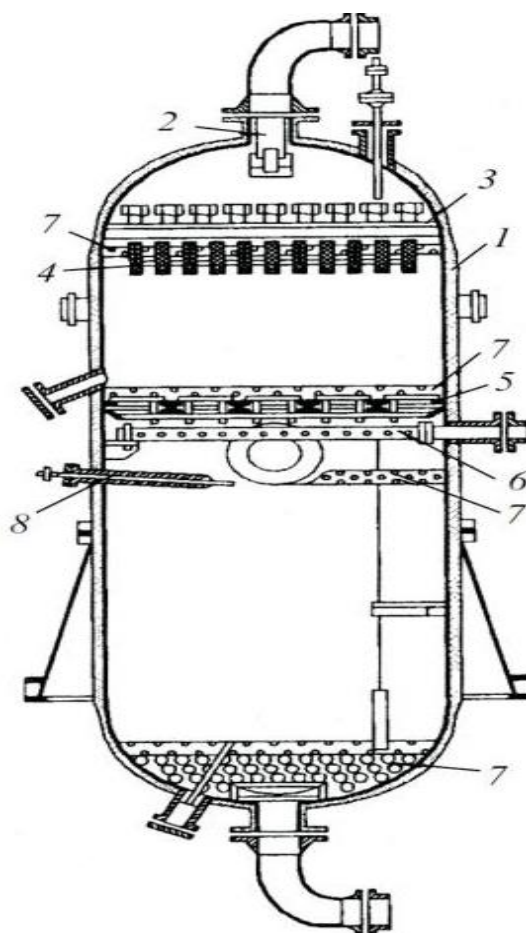


Рисунок 3 – Реактор процесса гидроочистки:

1 – корпус, 2 – распределитель и гаситель потока, 3 – распределительная непро-  
вальная тарелка, 4 – фильтрующее устройство, 5 – опорная колосниковая ре-  
шетка, 6 – коллектор ввода водорода, 7 – фарфоровые шары, 8 – термопара

Эти три элемента оборудования тесно взаимосвязаны и работают согласо-  
ванно для обеспечения эффективности процесса гидроочистки. Они являются  
фундаментальной частью технологической схемы и влияют на качество конеч-  
ного продукта, а также на экономическую эффективность всей установки. Выбор  
конкретного типа оборудования зависит от множества факторов, включая тип  
перерабатываемого сырья, требуемую глубину очистки, производительность  
установки и экономические соображения [15].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Сырье и продукция процесса гидроочистки дизельного топлива

Типичным сырьем процесса гидроочистки дизельных топлив являются прямогонные дизельные фракции, выкипающие в пределах 180 – 360 °С, из малосернистых, сернистых и высокосернистых нефтей [16]. В таблице 1 представлена характеристика сырья.

Таблица 1 – Характеристика сырья

Характеристики	Единица измерения	Арктическое дизельное топливо	Зимнее дизельное топливо	Летнее дизельное топливо
Поступление жидкого продукта	т/сутки	3329	3406	3577
Сырье		Керосин + легкий газойль	Легкий газойль	Тяжелый газойль + легкий вакуумный газойль
Удельная плотность	кг/м <sup>3</sup>	800	808	830
Содержание серы	% вес.	0,200	0,200	0,259
Содержание азота	ppm вес.	5	10	114
Бромное число	г/100 г	< 1	< 1	< 1
Содержание ароматики:	IP-391			

					<b>ВКР.191271.180301 ПЗ</b>			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И. Д.				<i>Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива</i>	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С. А.					у	21	69
Н. контр.	Родина Т. А.					<i>АмГУ, ИКиИН, гр. 0107-об</i>		
Зав. каф.	Гужель Ю. А.							

Продолжение таблицы 1

Характеристики	Единица измерения	Арктическое дизельное топливо	Зимнее дизельное топливо	Летнее дизельное топливо
Моно	% вес.	16,2	16,5	19,7
Ди	% вес.	2,0	3,0	8,5
Всего	% вес.	18,2	19,5	28,2
Фракционный состав:				
Начало кипения	°С	137	154	195
10 %	°С	168	165	236
50 %	°С	193	212	287
90 %	°С	240	281	347
96 %	°С	261	290	360

В процессе гидроочистки используем алюмоникельмолибденовый катализатор (АНМ) DM-3531, который активнее и дешевле алюмокобальтмолибденового катализатора, характеристика которого приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика алюмоникельмолибденового катализатора.

Показатель	АНМ
Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	680
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /г	120
Содержание, % масс:	–
CoO, не менее	0
NiO, не менее	4
MoO <sub>3</sub> , не менее	12
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , не более	0,16

Показатель	АНМ
Na <sub>2</sub> O, не более	0,08
Носитель	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Диаметр гранул, мм	4 – 5
Индекс прочности, кг/мм	1,1
Относительная активность по обессериванию, усл. ед., более	95

Проект установки рассчитан на достижение содержания серы в продукте 35 ppm вес. и цетановое число не менее 53, что обеспечивает определенный запас качества окончательного продукта. Технические условия EURO 2005 предусматривают содержание серы в дизельном топливе 50 ppm вес. В таблице 3 представлена характеристика продукции гидроочистки.

Таблица 3 – Характеристика продукции

Характеристики	Единица измерения	Арктическое дизельное топливо	Зимнее дизельное топливо	Летнее дизельное топливо	Методика
Общая сера	ppm вес.	< 35	< 35	< 35	ASTM D2622
Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	< 830	< 840	< 860	ASTM D4052
Температура вспышки	°С	> 30	> 35	> 62	ASTM D56
Разгонка по ASTM 50 %	°С	< 225	< 280	< 280	ASTM D86
Разгонка по ASTM 96 %	°С	< 330	< 340	< 360	ASTM D86
Содержание воды	ppm вес.	< 50	< 50	< 50	ASTM D6304

Характеристики	Единица измерения	Арктическое дизельное топливо	Зимнее дизельное топливо	Летнее дизельное топливо	Методика
Цетановое число		> 53	> 53	> 53	IDT-60 (ГОСТ)
Точка потери текучести	°С	минус 55	минус 35	минус 10	ASTM D97
Точка помутнения	°С	не нормируется	минус 25	минус 5	ASTM D2500
Вязкость при 20 °С	сСт	1,5 – 4,0	1,8 – 5,0	3,0 – 6,0	ASTM D445

Производство дизельного топлива может быть увеличено путем использования более широкого спектра исходных материалов в процессе гидроочистки. Это включает активное применение вторичных дистиллятов, главным образом, получаемых на установках каталитического крекинга. До 30 % дизельных фракций, вырабатываемых путем вторичной переработки нефти, могут быть добавлены в прямогонное сырье [17].

Важно отметить наиболее благоприятный компонент для производства дизельного топлива – газойль каталитического крекинга, полученный с установок, оснащенных блоком гидроочистки сырья. Поскольку продукт процесса будет содержать меньшее количество соединений серы и азота, то процесс его гидрооблагораживания будет протекать значительно легче.

При использовании вторичных дистиллятов в процессе гидроочистки появляются определенные ограничения. В этих дистиллятах содержится высокое количество непредельных и ароматических углеводородов. Кроме того, в составе вторичных фракций содержание полициклических ароматических углеводородов и трудноудаляемых соединений серы значительно превышает содержание

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24



этих компонентов в прямогонных дистиллятных фракциях.

Наличие в сырье непредельных углеводородов и высококипящих фракций с повышенным содержанием сернистых соединений приводит к значительному увеличению расхода водорода и ускорению закоксовывания катализатора, снижению его активности. Наличие в сырье избытка легких фракций приводит к непроизводительной загрузке установки [18].

Целевым продуктом является гидроочищенное сырье. При гидроочистке дизельного топлива, целевым продуктом является стабильное дизельное топливо. Различают четыре марки дизельного топлива: летнее, межсезонное, зимнее и арктическое. При маркировке дизельного топлива ориентируются на температуру региона, в котором его будут использовать. Выход стабильного дизельного топлива с содержанием серы не более 0,005 % (масс.) составляет 97 % (масс.) [15].

Побочными продуктами процесса являются:

– бензин-отгон – характеризуется низким октановым числом и химической стабильностью, направляется на установку каталитического риформинга, его выход составляет 1,5 %;

– углеводородный газ – используется как технологическое топливо, его выход 1,5 %;

– сероводород – используется для производства элементной серы или серной кислоты, его выход составляет порядка 1 % [19].

## 2.2 Описание технологической схемы установки

На рисунке 4 представлена технологическая схема процесса гидроочистки дизельного топлива.

ЦВСГ предварительно смешивается с сырьем, затем смесь подогревают в теплообменнике Т-1 и далее нагревают в трубчатой печи П-1 до температуры протекания реакции. Нагретая смесь подается в реактор гидрирования Р-1, где происходит гидрирование. Образующаяся смесь продуктов, примесей и водорода охлаждается в теплообменнике Т-1 и подается в секцию сепарации.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

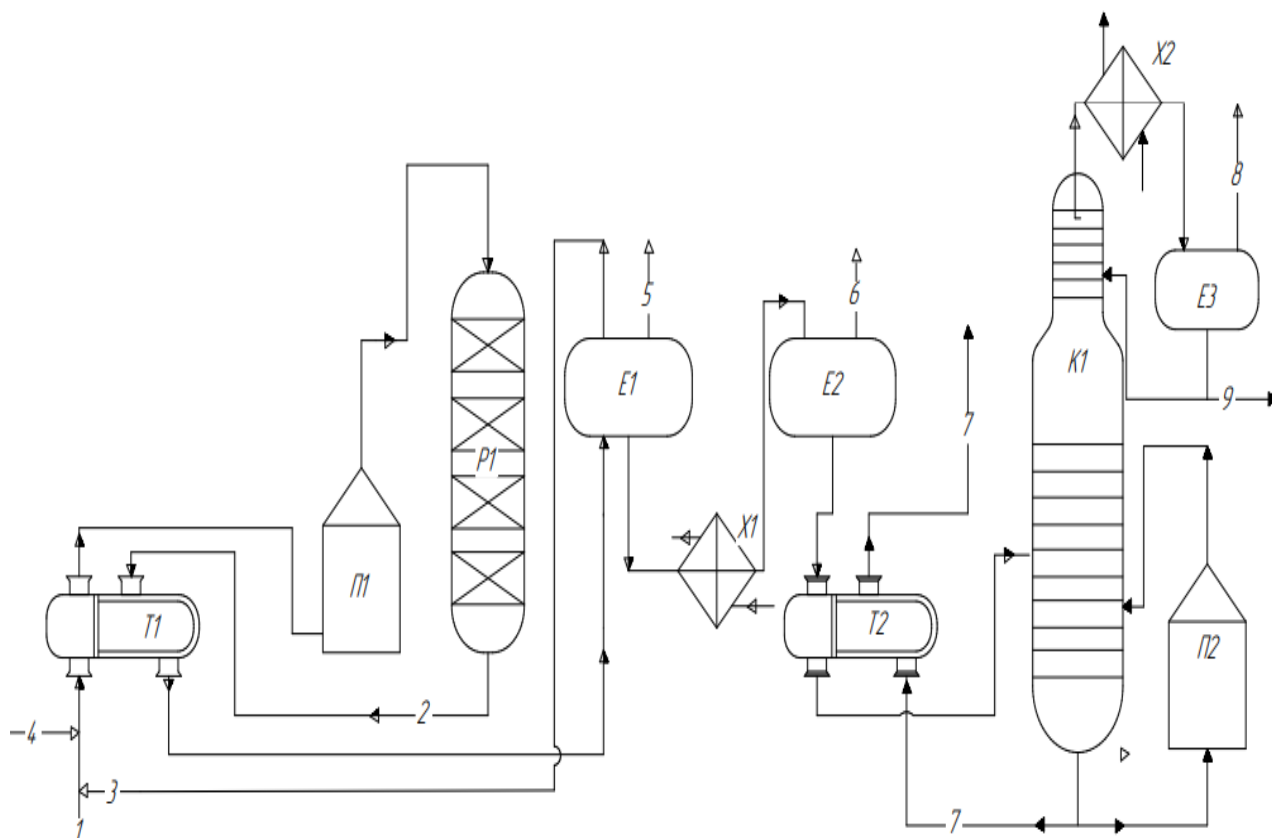


Рисунок 4 – Технологическая схема процесса гидроочистки дизельного топлива:

1 – сырье; 2 – гидрогенизат; 3 – циркулирующий водородсодержащий газ (ЦВСГ); 4 – водородсодержащий газ (ВСГ); 5 – циркулирующий водородсодержащий газ на очистку; 6 – углеводородные газы на очистку; 7 – гидроочищенная дизельная фракция; 8 – углеводородные газы; 9 – бензин-отгон ;  
 Т-1, Т-2 – теплообменники; П-1, П-2 – трубчатые печи; Р-1 – реактор;  
 Е-1, Е-2, Е-3 – сепараторы; К-1 – стабилизационная колонна;  
 Х-1, Х-2 – холодильники

Секция сепарации состоит из горячего С-1 и холодного С-2 сепараторов. Отделяемый от продуктов ВСГ содержит различные примеси, поэтому его отправляют на очистку если содержание водорода становится менее 90 %. Если содержание водорода в ВСГ оптимальный, то он направляется в циркуляционный поток ЦВСГ. Жидкий продукт прошедший сепарацию подогревается в теп-

лообменнике Т-2 и поступает в стабилизационную колонну К-1, в которой подачей подогретого в теплообменнике Т-2 гидрогенизата из продукта удаляют УВ газы и отгон (бензин). Бензин и УВ газы уходят из верха колонны, охлаждаются в холодильнике Х-2 и разделяются в сепараторе Е-3. Часть бензина возвращается в колонну на орошение. Дизельное топливо из куба колонны охлаждается в теплообменнике Т-2 и отправляется на дальнейшую обработку, а часть подогревается в трубчатой печи П-2 и подаётся в куб колонны для поддержания температуры [20].

### 2.3 Расчет технологического процесса гидроочистки дизельной фракции

Исходные данные:

- производительность по сырью  $G_c = 1200$  тыс. тонн/год;
- плотность дизельной фракции  $\rho_o = 830$  кг/м<sup>3</sup>;
- содержание серы в сырье  $S = 0,259$  % масс., в том числе меркаптановой  $S_m = 0,017$  % масс., сульфидной  $S_c = 0,159$  % масс., дисульфидной  $S_d = 0,033$  % масс., и тиофеновой  $S_t = 0,05$  % масс., содержание непредельных углеводородов 2 % масс. на сырье;
- остаточное содержание серы в очищенной бензиновой фракции  $S_6 = 0,0001$  % масс., то есть степень или глубина гидрообессеривания должна быть 99,87 % масс.;
- кратность циркуляции ВСГ к сырью  $K_{ц} = 220$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- давление в реакторе  $P = 6,3$  МПа;
- температура газо-сырьевой смеси на входе в реактор 310 °С.

Составы ВСГ и ЦВСГ представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Состав водородсодержащего газа с установки подготовки водорода

Компонент	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Объемная доля, % об.	99,90	0,10	0,142
Массовая доля, % масс.	32,00	23,98	

Таблица 5 – Состав циркулирующего водородсодержащего газа

Компонент	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Объемная доля у, % об.	96,14	1,30	1,18	0,96	0,21	0,21
Мольная доля у', % мольн.	96,15	1,26	1,19	0,96	0,22	0,22
Массовая доля у, % масс.	27,57	29,24	26,6	12,26	2,15	2,15
Молекулярная масса М, г/моль	2,00	16,00	30,00	44,00	58,00	58,00
Плотность ρ, кг/м <sup>3</sup>	0,089	0,71	1,34	1,96	2,59	2,59
Константа фазового равновесия, Кр	30,00	4,50	1,35	5,22	0,27	0,20
Удельная теплоемкость, С <sub>р</sub> , кДж / кг · К	14,57	3,35	3,29	3,23	3,18	3,18

### 2.3.1 Расход водорода на гидроочистку

Выполним расчет согласно методике [21].

Выход гидроочищенной дизельной фракции В<sub>к</sub>, % масс., на исходное сырье определим по формуле:

$$V_k = 100 - V_d - V_g - \Delta S, \quad (18)$$

где V<sub>d</sub>, V<sub>г</sub>, ΔS – выход дизеля, газа и количество удаленной серы, % масс.

Среднюю молекулярную массу сырья определим по формуле:

$$M = \frac{44,29d_{15}^{15}}{1,03 - d_{15}^{15}}, \quad (19)$$

$$M = \frac{44,29 \cdot 0,76}{1,03 - 0,76} = 124,66 \text{ кг/кмоль.}$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

Примем равномерное распределение атомов серы по длине углеводородной цепочки, тогда при гидрогенолизе сераорганических соединений с разрывом у атома серы выход бензин-отгона и газа составит:

$$V_{\text{г}} = \Delta S = 0,259 - 0,0001 = 0,2589 \% \text{ (масс.)}, \quad (20)$$

$$V_{\text{г}} = 0,3 \Delta S, \quad (21)$$

$$V_{\text{г}} = 0,3 \cdot 0,259 = 0,078 \% \text{ (масс.)}.$$

Тогда выход дизельной фракции фракции будет равен:

$$V_{\text{диз}} = 100 - 0,259 - 0,078 - 0,259 = 99,40 \% \text{ (масс.)}.$$

Глубина гидрообессеривания сырья составит:

$$\Gamma = \frac{S_0 - S}{S_0}, \quad (22)$$

где  $S_0$  – количество серы в сырье до очистки, % масс.;

$S$  – количество серы в гидрогенизате, % масс.

$$\Gamma = \frac{0,259 - 0,009065}{0,259} \cdot 100 = 96,5 \%.$$

Расход водорода на гидрогенолиз сераорганических соединений можно найти по формуле:

$$G_1 = m \cdot \Delta S, \quad (23)$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$G_1 = 0,062 \cdot 0,004 = 0,0003 \text{ \% масс.}$$

где  $G_1$  – расход 100 %-го водорода, % масс. на сырье;

$\Delta S$  – количество серы, удаляемое при гидроочистке, % масс;

$m$  – коэффициент, зависящий от характера сернистых соединений.

Так как в сырье присутствуют различные сернистые соединения, то необходимо определить расход водорода на гидрогенолиз каждого из них; сумма этих расходов будет равняться расходу водорода на гидрогенолиз сераорганических соединений. Наиболее стабильны при гидроочистке тиофеновые соединения, поэтому при расчете принимаем, что вся остаточная сера (0,0001 % масс. на сырье) в гидрогенизации – тиофеновая [22, 23]. Результаты расчета расхода водорода приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расход водорода на гидрогенолиз серосодержащих соединений

Компонент	$m$	Содержание серы, % масс.	Расход водорода на реакцию, % масс.
Меркаптаны	0,062	0,004	0,0003
Сульфиды	0,125	0,039	0,0050
Дисульфиды	0,094	0,008	0,0010
Тиофены	0,250	0,027	0,0070
Расход водорода на гидрогенолиз сероорганических соединений, % масс.			0,0133

Расход водорода на гидрирование непредельных углеводородов равен:

$$G_2 = \frac{2 \cdot \Delta C_H}{M}, \quad (24)$$

где  $G_2$  – расход 100 % водорода, % масс. на сырье;

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		30

$\Delta G_n$  – разность содержания непредельных углеводородов в сырье и гидрогенизате, % масс. на сырье;

$M$  – средняя молекулярная масса сырья.

Примем, что степень гидрирования непредельных углеводородов и гидрогенолиз сернистых соединений одинакова (96,5 %), тогда:

$$G_2 = \frac{2 \cdot 2 \cdot 0,965}{124,66} = 0,031 \text{ \% масс.}$$

Мольную долю водорода, растворенного в гидрогенизате можно рассчитать из условий фазового равновесия в газосепараторе высокого давления:

$$x'_{H_2} = \frac{y'_{H_2}}{K_p}, \quad (25)$$

где  $y'_{H_2}$ ,  $x'_{H_2}$  – мольные доли водорода в паровой и жидкой фазе;

$K_p$  – константа фазового равновесия (для условий газосепаратора высокого давления) при 40 °С и 4 МПа,  $K_p = 30$ .

$$x'_{H_2} = \frac{0,999}{30} = 0,033.$$

Потери водорода от растворения в гидрогенизате  $G_3$  (% масс.) на сырье составляют:

$$G_3 = \frac{x'_{H_2} M_{H_2} \cdot 100}{x'_{H_2} M_{H_2} + (1 - x'_{H_2}) M}; \quad (26)$$

$$G_3 = \frac{0,033 \cdot 2 \cdot 100}{0,033 \cdot 2 + (1 - 0,033) \cdot 124,66} = 0,055 \text{ \% масс.}$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Кроме этих потерь имеют место потери водорода за счет диффузии водорода через стенки аппаратов и утечки через неплотности, так называемые механические потери. По практическим данным, эти потери составляют 1 – 1,5 % от общего объема циркулирующего газа. Принимаем механические потери водорода 1,2 %. Механические потери  $G_4$  (% масс.) на сырье составят:

$$G_4 = \frac{\chi \cdot 0,012 \cdot M_{H_2} \cdot 100}{\rho \cdot 22,4}, \quad (27)$$

где  $\chi$  – кратность циркуляции водорода,  $nm^3/m^3$  сырья;

$\rho$  – плотность сырья.

$$G_4 = \frac{300 \cdot 0,012 \cdot 2 \cdot 100}{830 \cdot 22,4} = 0,039 \% \text{ масс.}$$

На установку гидроочистки подается водородсодержащий газ с установок каталитического риформинга, в котором концентрация водорода колеблется от 70 до 85 % (об). Для поддержания постоянного давления в системе объем поступающего и образующегося газа должен быть равен объему газа, отходящего из системы и поглощенного в ходе химической реакции.

Наиболее экономичный по расходу водорода режим без отдува водородсодержащего газа можно поддерживать, если газы, образующиеся при гидрокрекинге и газы, поступающие в систему со свежим ВСГ, полностью абсорбируются в газосепараторе в жидком гидрогенизате, то есть:

$$V_o (1 - y_o') + V_{Г.К} < V_a, \quad (28)$$

где  $V_o$  – объем свежего ВСГ,  $m^3$ ;

$V_{Г.К}$  – объем газов, образующихся при гидрокрекинге,  $m^3$ ;

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



$V_a$  – объем абсорбируемых газов, м<sup>3</sup>.

Реализации этого условия способствует увеличение концентрации водорода в свежем водородсодержащем газе, уменьшение реакций гидрокрекинга и повышение давления в системе [24]. Если балансовые углеводородные газы полностью не сорбируются, то часть их выводится с отдувом, количество которых можно определить по формуле:

$$V_{\text{отд}} = \frac{V_p(1 - y'_o) + (V_{\text{г.к}} - V_a)y'_o}{y'_o - y'} \quad (29)$$

где  $V_p$  – объем химически реагирующего водорода, м<sup>3</sup>;

$y'_o$  – объемная концентрация водорода в свежем ВСГ;

$y'$  – объемная концентрация водорода в циркулирующем ВСГ;

$$V_p = \frac{(G_1 + G_2 + G_3) \cdot 22,4}{M_{\text{H}_2}} \quad (30)$$

$$V_p = \frac{(0,010 + 0,031 + 0,055) \cdot 22,4}{2} = 1,08 \text{ м}^3.$$

Находим объем газов гидрокрекинга по следующей формуле:

$$V_{\text{г.к}} = \frac{B_{\text{г}} \cdot 22,4}{M_{\text{г.к}}}, \quad (31)$$

где  $M_{\text{г.к}}$  – средняя молекулярная масса газов гидрокрекинга, при одинаковом мольном содержании газов  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , и  $C_4$  она равна:

$$\bar{M}_{\text{г.к}} = \frac{16 + 30 + 44 + 58 + 58}{5} = 41,2 \text{ кг/кмоль};$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

$$V_{г.к.} = \frac{0,078 \cdot 22,4}{41,2} = 0,042 \text{ м}^3.$$

Количество абсорбируемого компонента определим по формулам

$$g_i = \frac{x_i' \cdot M_i \cdot 100}{M_r}, \quad (32)$$

$$v_i = g_i \cdot \frac{22,4}{M_i}, \quad (33)$$

$$v_i = \frac{y_i' \cdot 100 \cdot 22,4}{K_{p_i} \cdot M}. \quad (34)$$

Полученные данные сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Объем компонентов, растворенных в гидрогенизате

Компонент	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Сумма
v <sub>i</sub> , м <sup>3</sup>	0,584	0,563	0,045	0,212	0,162	1,566

Балансовый объем углеводородных газов, поступающих в газосепаратор (газы крекинга и вносимые со свежим ВСГ) составляет:

$$1,02 \cdot (1 - 0,999) + 0,010 = 0,011 \text{ м}^3 < V_a = 1,566 \text{ м}^3.$$

Поскольку выполняется требование уравнения (28), возможна работа без отдува части ЦВСГ. Таким образом, общий расход водорода в процессе гидроочистки определится по формуле:

$$G_{H_2} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4, \quad (35)$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

$$G_{H_2} = 0,010 + 0,031 + 0,055 + 0,039 = 0,135 \% \text{ (масс.)}$$

Расход свежего водородсодержащего газа на гидроочистку равен:

$$G_{H_2}^o = \frac{G_{H_2}}{y_{ВСГ}}, \quad (36)$$

где  $y_{ВСГ}$  – содержание водорода в свежем ВСГ – 0,32 % масс.,

$$G_{H_2}^o = \frac{0,135}{0,32} = 0,422 \% \text{ (масс.)}$$

### 2.3.2 Материальный баланс установки

Рассчитаем выход сероводорода по следующей формуле:

$$B_{H_2S} = \frac{\Delta S \cdot M_{H_2S}}{M_S}, \quad (37)$$

$$B_{H_2S} = \frac{0,259 \cdot 34}{32} = 0,275 \% \text{ масс.}$$

Балансовым сероводородом поглощается  $E = (0,082 - 0,0779) = 0,004 \% \text{ масс.}$  водорода. Количество водорода, вошедшего в состав дизельной фракции при гидрировании, равно:

$$G = G_1 + G_2 - E, \quad (38)$$

$$G = 0,010 + 0,031 - 0,004 = 0,037 \% \text{ масс.}$$

Уточненный выход гидроочищенной дизельной фракции составит:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$V_{By} = V_B + G, \quad (39)$$

$$V_{By} = 99,40 + 0,039 = 99,44 \text{ \% масс.}$$

Выход сухого газа, выводимого с установки, складывается из углеводородных газов, поступающих со свежим ВСГ, газов, образующихся при гидрогенолизе, а также абсорбированного гидрогенизатором водорода:

$$V_{ry} = G_{OH_2} \cdot (1 - y) + V_r + G_3, \quad (40)$$

$$V_{ry} = 0,422 \cdot (1 - 0,29) + 0,078 + 0,046 = 0,70 \text{ \% масс.}$$

На основе полученных данных составляем материальный баланс установки с учетом, что установка работает 350 дней, 12 дней – ремонт, 3 дня – регенерация катализатора (таблица 8).

Таблица 8 – Материальный баланс реакторного блока установки

Наименование	% масс.	т/год	т/сут	кг/ч
Взято				
Сырье	100,00	1200000,00	3428,57	142857,08
Водородсодержащий газ	0,42	5040,00	14,40	600,00
Итого	100,42	1205040,00	3442,97	143457,08
Получено				
Наименование	% масс.	т/год	т/сут	кг/ч
Дизель очищенный	99,44	1193280,00	3409,37	142057,08
Сероводород	0,28	3360,00	9,60	400,00
Сухой газ	0,70	8400,00	24,00	1000,00
Итого	100,42	1205040,00	3442,97	143457,08

Механические потери водорода в балансе присоединены к сухому газу, бензин-отгон присоединен к общему выходу очищенной дизельной фракции.

Средняя молекулярная масса циркулирующего водородсодержащего газа равна:

$$M_u = \sum M_i y_i', \quad (41)$$

где  $M_i$  – молярная масса компонентов;

$y_i'$  – мольная доля компонентов.

$$M_u = 0,801 \cdot 2 + 0,142 \cdot 16 + 0,041 \cdot 30 + 0,009 \cdot 44 + 0,002 \cdot 58 + 0,002 \cdot 58 = 5,819 \text{ г/моль.}$$

Расход циркулирующего водородсодержащего газа на 100 кг сырья можно найти по формуле:

$$G_u = \frac{100 \cdot \chi \cdot M_u}{\rho_c \cdot 22,4}, \quad (42)$$

$$G_u = \frac{100 \cdot 300 \cdot 5,819}{830 \cdot 22,4} = 9,39 \text{ \% масс.}$$

На основе рассчитанных данных, данных материального баланса гидроочистки (таблица 8) составляем материальный баланс реактора (таблица 9).

Таблица 9 – Материальный баланс реактора гидроочистки

Наименование	% масс.	кг/ч
Взято:		
Сырье	100,00	142857,08
Свежий водородсодержащий газ	0,42	600,00

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		37

Продолжение таблицы 9

Наименование	% масс.	кг/ч
Циркулирующий водородсодержащий газ	9,39	13414,28
Итого	109,81	156871,36
Получено:		
Дизель очищенный	99,44	142057,08
Сероводород	0,28	400,00
Сухой газ	0,70	1000,00
Циркулирующий водородсодержащий газ	9,39	13414,28
Итого	109,81	156871,36

### 2.3.3 Тепловой баланс реактора

Уравнение теплового баланса реактора гидроочистки можно записать:

$$Q_c + Q_{ц} + Q_s + Q_{г.н} = \sum Q_{см}, \quad (43)$$

где  $Q_c$ ,  $Q_{ц}$  – тепло вносимое в реактор со свежим сырьем и ЦВСГ;

$Q_s$ ,  $Q_{г.н}$  – тепло, выделяемое при протекании реакций гидрогенолиза сернистых и гидрирования непредельных соединений;

$Q_{см}$  – тепло, отводимое из реактора реакционной смесью.

Средняя теплоемкость реакционной смеси при гидроочистке незначительно изменяется, поэтому тепловой баланс реактора можно записать в следующем виде:

$$G\bar{c} t_o + \Delta S q_s + \Delta C_{HqH} + N_{q_{изо}} = G\bar{c} t; \quad (44)$$

$$t = t_o + (\Delta S q_s + \Delta C_{HqH}) / G\bar{c}, \quad (45)$$

где  $G$  – суммарное количество реакционной смеси, % масс;

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		38

$c$  – средняя теплоемкость реакционной смеси, кДж/кг·К;

$\Delta S$ ,  $\Delta C_H$  – количество серы и непредельных углеводородов, удаленных из сырья, % масс.;

$t$ ,  $t_0$  – температуры на входе в реактор и при удалении серы  $\Delta S$ , °С;

$q_s$ ,  $q_H$  – тепловые эффекты гидрирования сернистых и непредельных соединений, кДж /кг.

Глубину гидрирования непредельных углеводородов можно принять равной глубине обессеривания:

$$\Delta C_H = C_H \cdot 0,965 = 2 \cdot 0,965 = 1,93 \text{ \% масс.}$$

Количество тепла, выделяемое при гидрогенолизе сернистых соединений при заданной глубине обессеривания, равной 0,965, рассчитывается по формуле:

$$Q_s = \sum q_{si} g_{si} , \quad (46)$$

где  $g_{si}$  – тепловые эффекты гидрогенолиза отдельных сераорганических соединений, кДж/кг;

$q_{si}$  – количество разложенных сераорганических соединений, кг.

$$Q_s = 0,0039 \cdot 2150 + 0,039 \cdot 3700 + 0,0078 \cdot 5180 + (0,0273 - 0,0001) \cdot 8800 = 432,45 \text{ кДж.}$$

На рисунке 5 представлена зависимость затрат от температуры на входе в реактор.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

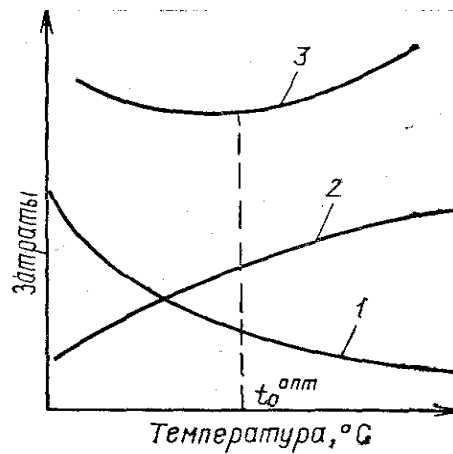


Рисунок 5 – Зависимость затрат от температуры на входе в реактор:  
 1 – затраты на катализатор; 2 – затраты на регенерацию катализатора;  
 3 – суммарные затраты

Количество тепла, выделяемое при гидрировании непредельных углеводородов, равно 126 кДж/моль, тогда:

$$Q_H = \Delta C_H \frac{Q_H}{M}, \quad (47)$$

$$Q_H = \frac{1,93 \cdot 126}{124,66 \cdot 10^{-3}} = 1950,75 \text{ кДж.}$$

Среднюю теплоемкость ЦВСГ находят на основании данных по теплоемкости отдельных компонентов, приведенных в таблице 3.

Теплоемкость циркулирующего водородсодержащего газа можно найти по формуле:

$$c_u = \sum c_{pi} y_i, \quad (48)$$

где  $c_{pi}$  – теплоемкость отдельных компонентов с учетом поправок на температуру и давление, кДж / кг·К;

$y_i$  – массовая доля каждого компонента в циркулирующем водородсодержащем газе.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40



$$c_{ц} = 14,57 \cdot 0,275 + 3,35 \cdot 0,392 + 3,29 \cdot 0,216 + 3,23 \cdot 0,072 + 2 \cdot 3,18 \cdot 0,021 = 6,414 \text{ кДж /кг}\cdot\text{К}.$$

Энтальпию паров сырья при 310 °С определяем по расчетной формуле:

$$I^{310} = (210 + 0,457 \cdot t + 0,000584 \cdot t^2) \cdot (4,013 - \rho) - 309, \quad (49)$$

$$I^{310} = 989,00 \text{ кДж/кг}.$$

Поправку на давление находим по значениям температур и давлений.

Определяем характеризующий фактор:

$$K = \frac{1,216 \cdot \sqrt[3]{T_{cp}}}{d_{15}^{15}}, \quad (50)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура выкипания фракции, К.

$$K = \frac{1,216 \cdot \sqrt[3]{\frac{240}{2} + 273}}{0,830} = 10,73.$$

Абсолютная критическая температура сырья определяется с использованием графика, представленного на рисунке 6.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		41



$$P_{пр} = \frac{5}{5,76} = 0,866.$$

Для найденных значений  $T_{пр}$  и  $P_{пр}$  (рисунок 6) находим поправку на энтальпию равную 13,21 кДж/(кмоль·К).

На рисунке 7 представлен график для определения поправки к энтальпии паров в зависимости от приведенных параметров [25].

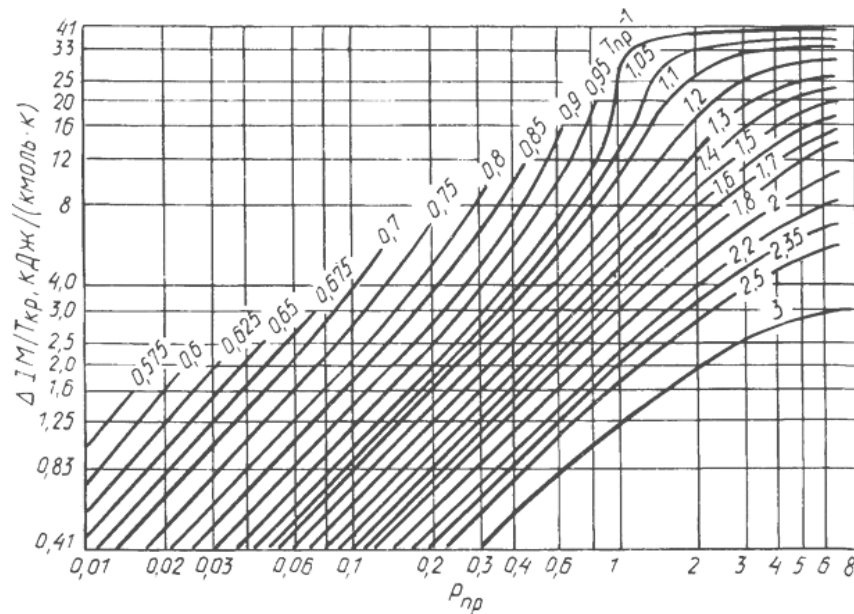


Рисунок 7 – График для определения поправки к энтальпии паров в зависимости от приведенных параметров

$$\Delta I = \frac{13,21 \cdot (310 + 273) \cdot 4,2}{124,66} = 259,47 \text{ кДж / кг.}$$

Энтальпия сырья с поправкой на давление равна:

$$I^{310} = 989,00 - 259,4 = 729,6 \text{ кДж / кг.}$$

Теплоемкость сырья с поправкой на давление равна:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

$$c_c = \frac{729,6}{310+273} = 1,252 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}.$$

Средняя теплоемкость реакционной смеси составляет:

$$c_c = \frac{C_{cp} \cdot 100 + C_{и} \cdot G_{и}}{G_{см}}; \quad (53)$$

$$c_c = \frac{1,252 \cdot 100 + 6,414 \cdot (9,39 + 0,4)}{109,81} = 1,712 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}.$$

Подставив найденные величины в уравнение (45), находим температуру на выходе из реактора:

$$t = 310 + \frac{432,45 + 1950,75}{109,81 \cdot 1,712} = 322,68 \text{ }^\circ\text{C}.$$

#### 2.3.4 Расчет габаритов реактора

Требуемый объем катализатора в реакторе вычисляем по формуле:

$$V_k = \frac{G_c}{\rho_4^{20} v} \quad (54)$$

где  $G_c$  – производительность реактора, кг/ч;

$v$  – объемная скорость подачи сырья,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$ .

$$V_k = \frac{142857,08}{830 \cdot 2} = 86,06 \text{ м}^3.$$

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

Принимаем цилиндрическую форму реактора и соотношение высоты к диаметру равным 4:1 или  $H = 4D$ . Тогда реакционный объем реактора определится по формуле:

$$V_k = \pi \cdot D^2 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot D^3. \quad (55)$$

Диаметр реактора определится по формуле:

$$D = \sqrt[3]{\frac{V_k}{4\pi}}; \quad (56)$$

$$D = \sqrt[3]{\frac{86,06}{4 \cdot 3,14}} = 1,90 \text{ м.}$$

Принимает стандартный диаметр реактора 2 м. Тогда высота реактора будет 8 м.

### 2.3.5 Расчет потери напора в слое катализатора

Потерю напора в слое катализатора вычисляем по формуле:

$$\frac{\Delta P}{H} = \frac{150 \cdot (1-\varepsilon)^2 \cdot 0,1 \cdot \mu \cdot u}{\varepsilon^3 \cdot d^2} + \frac{1,75 \cdot (1-\varepsilon) \cdot \rho \cdot u^2}{\varepsilon^3 \cdot d \cdot g}, \quad (57)$$

где  $\varepsilon$  – порозность слоя катализатора;

$u$  – линейная скорость движения потока, фильтрующегося через слой катализатора, м/с;

$\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;

$d$  – средний диаметр частиц, м;

$\rho$  – плотность смеси в условиях процесса, кг/м<sup>3</sup>;

Порозность слоя вычисляют по формуле:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\varepsilon = 1 - \frac{\gamma_n}{\gamma_k}, \quad (58)$$

где  $\gamma_n$  – насыпная плотность катализатора, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_k$  – кажущаяся плотность катализатора, кг/м<sup>3</sup>.

$$\varepsilon = 1 - \frac{680}{1210} = 0,438.$$

Линейная скорость потока равна:

$$u = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D^2}, \quad (59)$$

где  $V$  – объем реакционной смеси, включающий объем сырья  $V_c$  и объем циркулирующего ВСГ  $V_{ц}$ .

Объем сырья рассчитывают по формуле:

$$V_c = \frac{G_c \cdot 22,4 \cdot z_c \cdot P_{атм} \cdot (t_{ср} + 273)}{M_c \cdot P \cdot 273}, \quad (60)$$

где  $G_c$  – расход сырья в реакторе, кг/ч;

$z$  – коэффициент сжимаемости, при  $T_{пр} = 0,883$  и  $P_{пр} = 0,866$ ,  $z = 0,45$ ;

$t_{ср}$  – средняя температура в реакторе,  $t_{ср} = 0,5 \cdot (310 + 322,68) = 316,34$  °С;

$P$  – давление в системе, 6,3 МПа;

$P_{атм}$  – атмосферное давление, МПа.

$$V_c = \frac{142857,08 \cdot 22,4 \cdot 0,45 \cdot 0,1 \cdot (316,34 + 273)}{124,66 \cdot 6,3 \cdot 273} = 395,82 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Объем циркулирующего газа составит:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$V_{\text{ц}} = \frac{G_{\text{ц}} \cdot 22,4 \cdot z_{\text{ц}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot (t_{\text{ср}} + 273)}{M_{\text{ц}} \cdot P \cdot 273}; \quad (61)$$

$$V_{\text{ц}} = \frac{13414,28 \cdot 22,4 \cdot 1 \cdot 0,15 \cdot (316,34 + 273)}{5,819 \cdot 6,3 \cdot 273} = 2654,12 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Динамическую вязкость смеси определяют по ее средней молекулярной массе, равной:

$$M_{\text{ср}} = \frac{G_{\text{с}} + G_{\text{ц}}}{G_{\text{с}}/M_{\text{с}} + G_{\text{ц}}/M_{\text{ц}}}; \quad (62)$$

$$M_{\text{ср}} = \frac{142857,08 + 13414,28}{142857,08/124,66 + 13414,28/5,819} = 45,28 \text{ кг/моль}.$$

По уравнению Фроста находим динамическую вязкость:

$$\mu = T \cdot (6,6 - 2,25 \cdot \lg M) \cdot 10^{-8}; \quad (63)$$

$$\mu = (322,68 + 273) \cdot (6,6 - 2,25 \cdot \lg 49,878) \cdot 10^{-8} = 0,0000165 \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{м}^2.$$

Плотность реакционной смеси в условиях процесса равна:

$$\rho = \frac{G_{\text{с}} + G_{\text{ц}}}{V_{\text{с}} + V_{\text{ц}}}; \quad (64)$$

$$\rho = \frac{142857,08 + 13414,28}{395,82 + 2654,12} = 51,24 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

По формуле (57) определим потерю напора в слое катализатора:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\frac{\Delta P}{H} = \frac{150 \cdot (1 - 0,438)^2 \cdot 0,1 \cdot 0,0000165 \cdot 0,300}{0,438^2 \cdot (0,004)^2} + \frac{1,75 \cdot (1 - 0,438) \cdot 46,17 \cdot 0,300^2}{0,438^2 \cdot 0,004 \cdot 9,81} =$$

$$= 550,5 \text{ кгс/м}^3;$$

$$\Delta P = 8 \cdot 550,5 = 4404 \text{ кгс/м}^2.$$

Проверка потери напора в слое катализатора:  $0,04 \leq 0,2$  МПа.

Исходя из задания, произведен технологический расчет реактора установки гидроочистки дизельного топлива, составлен материальный баланс реактора, найдены количество гидрогенизата, равное 142057,08 кг/ч, количество сероводорода, равное 400,00 кг/ч, температура на выходе из реактора равная 322,68 °С.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Процесс гидроочистки дизельного топлива относится к взрывопожароопасным процессам. Опасные и вредные факторы, присущие для данной установки: химические, физические, а также психофизиологические, при этом биологические факторы при проведении процесса отсутствуют.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ опасные и вредные производственные факторы по природе действия на организм человека подразделяются на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические [26].

Физические опасные и вредные производственные факторы:

- подвижные части производственного оборудования (компрессоры, насосы);
- загазованность воздуха рабочей зоны парами дизельного топлива, керосина, ЛВЖ, ГЖ и др.;
- повышенная температура поверхностей оборудования (стенки реактора, трубопровода);
- повышенный уровень шума на рабочем месте (работа технологического оборудования, насосов, компрессоров);
- повышенное значение напряжения в электрической цепи (380В), замыкание, которое может пройти через тело человека;
- повышенная или пониженная температура воздуха в рабочей зоне;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли.

Химические опасные и вредные производственные факторы:

- токсические;
- раздражающие;

					ВКР.191271.180301 ПЗ			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И. Д.				Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С. А.					у	49	69
Н. контр.	Родина Т. А.					АмГУ, ИКиИН, гр. 0107–об		
Зав. каф.	Гужель Ю. А.							

– влияющие на репродуктивную функцию.

По пути проникновения в организм человека через:

– органы дыхания;

– кожные покровы и слизистые оболочки.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия:

– нервно-психические перегрузки;

– перенапряжение анализаторов (слух и зрение).

Гидроочистительная установка функционирует благодаря двум синхронизированным потокам, каждый из которых способен обрабатывать разнообразные типы сырья одновременно. Резервуарный комплекс характеризуется усиленным риском возгорания, вызванным скоплением значительного объема нефтепродуктов на ограниченной территории. Реакторный блок представляет опасность из-за присутствия взрывчатых, токсичных и легковоспламеняющихся веществ, находящихся под давлением и при высокой температуре. Перед началом заполнения продуктами, система очищается азотом до достижения концентрации кислорода не более 0,5 %. Любые утечки в системе недопустимы. Утечки водорода и горячих продуктов под давлением могут самовозгораться. Чтобы предотвратить самовозгорание, на место утечки немедленно подают пар или азот. Контакт с поверхностями труб и оборудования, нагретыми до высоких температур, может привести к термическим ожогам. Продолжительное воздействие катализаторной пыли на персонал может вызвать раздражение кожи, слизистых и дыхательных путей. Отделение стабилизации содержит сероводород, пары и газы углеводородов, которые могут стать причиной отравления. Контакт фенольносульфидной воды с открытыми участками кожи строго запрещен, поскольку фенолы могут проникать через кожу, вызывая отравление [27].

Секция очистки газов представляет собой зону риска, где контакт моноэтаноламина с кожей может привести к серьезным химическим ожогам. Особенно-

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		50

сти эксплуатации трубчатых печей включают в себя: высокую вероятность возгорания перерабатываемых продуктов, формирование взрывоопасных газовых и паровых смесей с воздухом, токсичность газов и паров, риск получения химических и термических ожогов, а также опасность падения при работе на высоте. Риски, связанные с машинным оборудованием, охватывают высокую огнеопасность продуктов, наличие движущихся частей, а также присутствие агрессивных жидкостей, таких как щелочи. В процессе обработки сжиженных углеводородных газов и на других производственных площадках возможна спонтанная полимеризация насыщенных углеводородов, что приводит к накоплению самовоспламеняющихся и взрывчатых веществ внутри оборудования. Это создает условия для возгораний или взрывов отложений внутри аппаратов во время плановых ремонтных работ. В газовой компрессорной станции существует угроза взрыва при сжатии газов. Перегретые смазочные масла распадаются с выделением водорода и легких углеводородных газов, включая ацетилен, которые в сочетании с воздухом формируют взрывоопасные смеси. Кроме того, при разложении масла образуются твердые отложения, такие как сажа, смолы, кокс, асфальтены и карбоиды, способствующие образованию нагара. Присутствие пыли, шлака и коррозионных продуктов в сжигаемом газе значительно усиливает образование нагара, увеличивает трение и может вызвать локальные перегревы, ведущие к взрыву [28].

На всех анализируемых промышленных площадках активно используются и перерабатываются горючие жидкости и газы, как в жидком, так и в газообразном состоянии. В частности, водород и сероводород, содержащиеся в продуктах переработки, а также пары и газы углеводородов, могут формировать с воздухом взрывоопасные смеси и способствовать самовозгоранию пирофорных соединений. К типичным опасностям на этих объектах относятся наличие высоковольтного электричества, скопление вредных паров, высокое давление и температура обрабатываемых продуктов, а также зоны с высокой концентрацией вредных газов и области с пониженным содержанием кислорода.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		51

Строгие условия процессов, включая использование открытого огня для нагрева и проведение операций в широком диапазоне температур, увеличивают риск возникновения разнообразных пожаров и взрывов, особенно при несанкционированной разгерметизации оборудования.

Опасности, связанные с производством, подразделяются на эксплуатационные и специфические. Общие эксплуатационные опасности возникают при внезапном прекращении подачи электроэнергии, газа или сырья, а также при отказе насосов и компрессоров. В таких случаях процесс на установке останавливается согласно инструкциям по эксплуатации и безопасности. Утечки газов, паров и жидкостей из оборудования и трубопроводов не представляют серьезной опасности сами по себе, но в сочетании с задержками в их обнаружении или неправильными действиями персонала могут привести к серьезным авариям.

Специфические эксплуатационные опасности связаны с потенциальными последствиями ошибок персонала или сбоев в системах контроля и управления процессами, что может привести к разгерметизации оборудования или трубопроводов, содержащих опасные вещества. Последствия таких событий могут варьироваться от незначительных утечек до полного разрушения оборудования и выброса его содержимого [29].

Анализ аварий и особенностей процессов позволяет классифицировать все потенциальные аварии на три основные группы:

- аварии, вызванные отказом компонентов при стандартных условиях работы,
- аварии, возникающие из-за сбоев в системах при отклонении рабочих параметров от нормы,
- аварии, обусловленные человеческим фактором и организационными недочетами.

Условия защиты технологического процесса в сочетании слежащими рабочими, рабочими исключают вероятность воздействия на оборудование и трубы дав, на которые не рассчитаны механические свойства [30].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		52

В проекте установки могут быть выделены 4 уровня защиты, взятые из паспорта безопасности установки гидроочистки, а именно:

- внутренняя присущая безопасность;
- защита примен предохранительных и разгрузных клапанов;
- защита, применение контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;
- защита о применения в систем смягчения негативных воздействий и действиями операторского персонала.

Внутренне присущая безопасность достигается проектирование оборудования с учетом максимальных и минимальных значений и давления температуры, которые могут возникнуть при нормальных и аномальных условиях. Расчетные температуры оборудования расположенного после реактора, например, определенные с учетом таких требований аналогичным образом трубная обвязка после центробежного насоса должна быть рассчитана отключающее давление подачи насоса [31].

Защита предохранительными или разгрузочными клапанами применяется для защиты оборудования от чрезмерного высокого давление. Хотя их надежность не является абсолютной, предохранительные или разгрузочные клапаны рассматриваются, как правило, в качестве приемлемого решение для защиты от чрезмерного высокого давления. Во многих случаях предусматривается защита средствами контроля и автоматики, например, в сепараторах высокого давления предусматривается системой отключения по низкому уровню, чтобы предупредить необходимость срабатывания разгрузочных клапанов [32].

Разгрузочный клапаны подлежат регулярным проверкам в соответствии с нормативными требованиями завода.

Места расположения разгрузочных клапанов и сценарий их срабатывания указаны в перечислены ниже документах, включенных в комплекте документации базового проекта:

- пояснительная записка по защите технологического процесса,

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		53

– блок-схема защиты технологического процесса.

Защита средствами контроля и автоматики применяется в тех случаях, когда внутренне присущая безопасность или защита предохранительными или разгрузочными клапанами не является целесообразной, например, для защиты против перегрева в печах и реакторах или для защиты против обратного потока [33].

Обязательность или нет применения функции инструментальной защиты определяется практикой проектирования, которая проверяется процессе рассмотрения безопасности частей проекта или при рассмотрении анализа эксплуатационной безопасности объекта. Имеются стандартные методики классификации этих функций инструментальной защиты, которые могут быть использованы для определения уровня защиты и, следовательно, архитекторы системы защиты.

Следует отметить что система защиты средствами КиА сохраняют свою надежность только при условии их регулярных проверок. Связь между уровнем надежности системы защиты и частотой выполнения проверок определяется формулами вероятности отказа при обращении. Что касается ручных проверок практический опыт показывает что частоту проверок чаще чем один раз в 6 месяцев обеспечить очень трудно [34].

Устройство защиты средствами контроля и автоматики, предусмотрены в проекте технологической части установке гидроочистки указаны в следующих документах:

- описание функций инструментальной защиты,
- диаграмма причинно-следственных связей технологического процесса.

К числу систем смягчения негативных воздействий относят все системы или элементы специально включенные в проект производства для ограничения последствий неконтролируемых выбросов такие как дистанционно управляемые задвижки система аварийной остановки и системы аварийного сброса давления. Эти системы приводятся в действие вручную операторским персоналом в случае наступления серьезных аварийных ситуаций такие как крупные выбросы горючих или токсичных веществ, пожары, взрывы [35].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

Для реакторных секции высокого давления на остановках гидропереработки предусматривается две отдельные, дистанционно управляемые системы сброса давления:

– система медленного сброса давления рассчитана на снижение давления в контуре высокого давления от нормального рабочего давления до 7 кг/см<sup>2</sup> в течение 60 минут,

– система быстрого сброса давления применяемая в случае крупных аварийных ситуаций, таких как пожар или крупная утечка. Эта система рассчитана на разгрузку контура высокого давления от нормального рабочего давления до 7 кг/см<sup>2</sup> в течение 15 минут, с учетом паров, выделяемых жидких продуктом в результате поступление тепла, выделяемого при пожаре [36].

Медленный сброс давления имеет несколько преимуществ:

– защищает механическую конструкцию реактора за счет снижения напряжений, возникающих при температурах выше расчетных при выбегах температуры.

– удаляет запас водорода и системы являющегося одним из реагентов.

– снижает парциальное давление водорода, ослабляя протекающие реакции,

– создает дополнительные расход паров, в частности, в нижних частях реактора вследствие расширения паров и испарения жидкости, что позволяет усилить процесс отвода тепла [37].

Клапан медленного сброса давления может приводиться в действие вручную или срабатывать автоматически и должен соответствовать следующим требованиям:

– минимальное неблагоприятное воздействие и минимальная вероятность неумышленного сброса давления;

– быстрое время срабатывания в ответ на команду открыть или закрыть клапан;

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		55

– клапан должен иметь пружинный привод для выполнения операции закрытия и должен представлять собой герметичный запорный клапан;

– в случае срабатывания клапана быстрого сброса давления, клапан медленного сброса должен закрыться независимо от типа выходного сигнала станции ручного управления.

Быстрый сброс давления может быть начат только в ручном режиме. Начало процесса быстрого сброса давления приводит к аварийной остановке с выполнением следующих автоматически операции основными средствами контроля и автоматики:

– полное открытие клапана быстрого сброса давления;

– закрытие клапана медленного сброса давления во избежание чрезмерной нагрузки на факел и чрезмерно высокого расхода в контуре высокого давления, создающего риск повреждения внутренних устройств оборудования;

– отключение компрессора рециклового газа во избежание создание чрезмерного расхода контуре высокого давления, создающего риск повреждения внутренних устройств оборудования и повреждения компрессора рециклового газа увеличенными жидкими продуктами;

– отключение насоса подачи сырья;

– отключение насоса промывочного масла;

– отключение печи нагрева реакторного сырья;

– отключение печи нагрева сырья колонны фракционирования;

– отключение компрессора свежего газа и запорного клапана на линии подачи свежего газа.

Размер клапана быстрого сброса давления определяется с учетом следующих условий: во время пожара все входные и выходные потоки в систему и из нее остановлены, а все внутренние источники тепла закрыты. Кроме того, этот клапан обладает достаточной производительностью для разгрузки давления на установке, что обеспечивает возможность сброса давления в процессе выполнения десорбции горячим водородом [38].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56



### 3.1 Охрана здоровья персонала и безопасность труда

Хотя в сернистый водород ( $H_2S$ ) является хорошо известным фактором опасности на нефтеперерабатывающих производствах, тем не менее, с ним нужно обращаться с чрезвычайно высокой степенью осторожности.  $H_2S$  является смертельно опасным быстродействующим ядом. Его опасность повышается тем обстоятельством, что он парализует обоняние как только концентрация становится опасной. Поэтому ни при каких обстоятельствах не допускается пренебрегать надлежащими мерами безопасности, если имеется вероятность присутствия  $H_2S$  опасной концентрации.

$H_2S$  оказывает вредное воздействие при вдыхании. Вызывает раздражение дыхательного тракта, кожи и глаз. Может вызывать конвульсии, оказывать влияние на центральную нервную систему, поражает легкие, вызывает нарушение зрения. Кроме того может вызывать обморожение или появление волдырей.

При сливе воды или нефтепродукта содержащего сернистый водород практически весь растворенный сероводород испаряется в атмосферу. Это опасное свойство сероводорода может быть устранено путем выполнения дренирования через закрытую систему в коллекторный сосуд атмосферного давления, из которого вода или нефтепродукт, а также пары сернистого водорода могут быть удалены безопасным способом. Потoki высокого давления должны отводиться через емкость низкого давления с последующим поступлением в емкость атмосферного давления. Таким образом большая часть растворенного сернистого водорода испарится еще до коллекторной емкости [36].

Ненадлежащие меры предосторожности а также недостаточная осведомленность о потенциальной опасности являются, во многих случаях, причинами отравления и несчастных случаев связанных с сернистым водородом.

Персонал установки должен быть в полной мере проинформирован о факторах опасности связанных с обращением с сернистым водородом. Персонал должен пройти соответствующую подготовку по овладению надлежащими методиками выполнения таких операций как отбор проб и дренирование потоков,

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

содержащих сернистый водород, обнаружение утечек сернистого водорода. Любые жалобы третьих сторон о наличии соответствующего запаха должны быть незамедлительно расследованы [37].

Зона в отношении которой имеется подозрение о присутствии в ней  $H_2S$  должна быть обследована уполномоченным и компетентным специалистом, который должен использовать надлежащие средства индивидуальной защиты (дыхательный аппарат).

Перед отбором проб, дренированием и выполнением других аналогичных работ, а также перед установкой заглушек или выполнением технического обслуживания следует помнить, что вспомогательные системы, такие как факел, топливные системы, системы вентилируемых газов также могут содержать опасные концентрации сернистого водорода. Это справедливо и для потока исходящих газов реактора во время выполнения операции регенерации катализатора на месте.

Знаки достаточно больших размеров, чтобы привлечь внимание, должны быть установлены при входе в зоны в которых возможно присутствие сернистого водорода

Если имеется вероятность присутствия сернистого водорода в опасных концентрациях, то в этом случае должны быть приняты меры предосторожности исходящие из предположения, что сернистый водород действительно присутствует.

Несмотря на то, что азот и другие инертные газы не являются токсичными сами по себе, инертная атмосфера является смертельной для человека из за недостатка в ней кислорода. Всего лишь один вдох инертного газа может оказаться смертельным. Удушье азотом не вызывает чувство дискомфорта и следовательно человек не чувствует каких-то либо тревожных симптомов [38].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В последние годы проникновение в атмосферу азота в системы, содержащие самовоспламеняющиеся материалы, стало достаточно распространенной практикой. Методика выполнения таких работ была разработана с целью сделать возможным работу с катализатором и проникновение в реактор без предварительной обработки катализатора методами пассивации или регенерации.

Очевидно, что выполнение таких работ характеризуется рядом опасных факторов. Однако эти опасные факторы были тщательно изучены и специальные методики были разработаны специализированными компаниями и в некоторых случаях собственным персоналом НПЗ, обеспечивающие безопасную работу в атмосфере азота. Эффективность этих методик предусматривающих проникновение людей в атмосферу азота является достаточно высокой. Однако значительно меньше внимания уделялось обеспечению режима безопасности в зонах непосредственно примыкающих к аппарату, находящимся в атмосфере азота. Имели место несчастные случаи с рабочими бригадами, ремонтными группами и вспомогательными рабочими, которые не относились к числу лиц, проникающих в собственно аппарат.

В связи с вышеизложенным особое внимание должно быть уделено следующим положениям:

– проникновение в аппарат в присутствии атмосферы с недостатком кислорода представляет большую опасность, чем такое же проникновение в аппарат в воздушной атмосфере. Проникновение в аппарат или замкнутое пространство без дыхательного аппарата допускается только при условии содержания в них кислорода не менее 20 % об. Кроме того уровень кислорода не должен превышать 21 % об.

– наиболее широко применяемым инертным газом является азот, который не является токсичным, однако является удушающим веществом. Все лица принимающие непосредственное или вспомогательное участие в проникновении в аппарат в атмосфере азота, а также все лица ответственные за эксплуатацию

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

установки должны быть проинформированы, что при проникновении в замкнутое пространство допускается только при условии использования дыхательного аппарата. Это ограничение распространяется также на любого желающего всего лишь «взглянуть». Перед выполнением работ или проникновением в аппарат проводится полный инструктаж всего персонала принимающего участие в выполнении работ, об опасных факторов азотной атмосферы включая информацию о том, что удушение азотом не вызывает никакого чувства дискомфорта и следовательно человек не испытывает никаких тревожных симптомов [39].

В условиях работы установки гидроочистки имеется большая вероятность оказаться под воздействием соединения никеля. Наибольшая такая вероятность становится во время периодов остановки предусматривающие выполнение работ с катализатором. Под воздействием катализаторной пыли содержащей никель и возможно другие токсичные компоненты может оказаться как во время погрузки так и выгрузки катализатора. Должны быть приняты необходимые меры обеспечивающие адекватную информацию о потенциальной опасности для здоровья соединений никеля, а также должны быть приняты меры направленные на предотвращение или снижение уровней воздействия соединения никеля на персонал. Необходимо предусмотреть соответствующий отбор проб, выполнение их анализа, а также присутствие компетентного персонала для обеспечения контроля уровнем воздействия соединения никеля на каждого отдельного работника на всех участках, где создания такого контроля является необходимым.

Карбонил никеля  $Ni(CO)_4$  является высокотоксичным материалом который может образовываться в реакторах гидропереработки загруженных никель содержащими катализаторами. Карбонил никеля можно также образовываться и в реакторах загруженными катализаторами не содержащими никеля. Карбонил никеля может присутствовать качестве примеси оставшиеся после процесса изготовления катализатора или попавшего реактора в результате процесса гидродеметаллизации сырья, содержащего никеля.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Опасность для здоровья может быть как непосредственной так и отложенной, причем последнее является наиболее опасным. Число немедленных проявлений относятся головная боль, головокружение, тошнота и рвота, которая быстро исчезает после прекращения воздействия карбонила никеля. К числу отсроченных проявлений, которые могут наступить через 12 –36 часов после проявления первоначальных симптомов относится кашель, синюшность, боль в груди, затрудненное дыхание и общая слабость, которые в некоторых случаях могут привести к смерти от асфиксии. Карбонил никеля также следует рассматривать как канцероген.

Во избежание образования опасных количеств карбонила никеля во всех случаях, когда реактор охлажден до температуры ниже 150 °С, следует избегать либо условий, которые могут привести к присутствию никеля к чистом виде, либо к присутствию оксида углерода концентрации превышающей 55 ppm об.

Другие соединения никеля такие как субсульфид никеля, дымовые газы, содержащие никель, а также пыль содержащая соединения никеля, также являются токсичными. Никель и все соединения никеля следует рассматривать как вещества провоцирующие возникновение рака легких [36].

Даже если измеренное содержание карбонила никеля находится ниже уровня представляющего собой опасность для здоровья, потенциальную опасность для здоровья существует в результате возможного присутствия субсульфида никеля или никель содержащий пыли. Таким образом, в процессе выгрузки и перемещения отработавшего или регенерированного катализатора необходимо принимать надлежащие меры во избежания вдыхания, а также попадания в глаза и на кожу катализатора и его пыли. При выполнении работ с этим катализатором весь персонал должен использовать соответствующие респираторы, непроницаемые перчатки, защитные комбинезоны и ботинки.

Для обеспечения безопасности персонала на установке гидроочистки дизельного топлива используются следующие средства индивидуальной защиты, взятые с регламента по эксплуатации установки гидроочистки:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

– защита органов дыхания: применение фильтрующих противогазов, шланговых противогазов ПШ-1, ПШ-2 и воздушных аппаратов АСВ-2, "Сеноба"1.

– защитная одежда: специализированный костюм, устойчивый к химическим веществам и высоким температурам.

– защитные перчатки: из материалов, не пропускающих химические вещества и обеспечивающих защиту от механических повреждений.

– защитная обувь: устойчивая к проникновению химических веществ и обладающая антискользящими свойствами.

– защитные очки или щитки: для защиты глаз от брызг и паров химических веществ.

– шлемы и каски: для защиты головы от ударов и падающих предметов.

Эти средства защиты предназначены для минимизации рисков, связанных с работой в условиях высокого давления, температур и наличия опасных химических веществ. Они должны соответствовать установленным стандартам безопасности и регулярно проверяться на предмет износа и повреждений [40].

### 3.2 Охрана окружающей среды

Работа установки в целом, связана с выбросами вредных веществ в атмосферу. Все применяемые вещества являются источниками загрязнения окружающей среды [40].

Выбросы в атмосферу с установки представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбросы в атмосферу с установки.

Источники выбросов	Выбрасываемые вещества
Гидроочистка топлива	Углеводороды, пыль катализатора
Неплотности арматуры и оборудования	Углеводороды, бензин, пропан, сероводород
Дымовые газы трубчатых печей	Диоксид серы (4), оксиды углерода

Выбросы подразделяются:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

– организационные, к которым относятся выбросы дымовых газов от трубчатых печей, вентиляционные выбросы из помещений компрессорной, насосных и сборы газов во время регенерации на свечу;

– неорганизованные, к которым относятся неизбежно образующиеся в ходе эксплуатации выбросы через неплотности технологической аппаратуры, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, фланцевых соединений, уплотнений вращающихся валов и т.д.

Для защиты воздушного бассейна на заводе предусмотрены следующие мероприятия:

– постоянный контроль за герметичностью технологического оборудования;

– сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему – на факел;

– оснащение установок средствами противоаварийной защиты предупреждающих об отклонении;

– дымовые газы удаляются через дымовую трубу высотой 180 м, что обеспечивает необходимое рассеивание газов в атмосфере;

Характеристика веществ загрязняющих естественные водоемы приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика веществ загрязняющих естественные водоемы.

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Степень очистки, %	Разрешенный выброс, т/год
Дизельное топливо	0,05	84,3	0,039
Бензин	0,05	84,3	0,039
Сульфаты	100	91,9	15,08
Аммонийные соли	0,39	92,9	1,246
Хлориды	300	90,5	187,03

Для исключения попадания токсичных веществ в водоемы, приводящих к загрязнению и заражению водных бассейнов, на заводе работают:

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

– участок механической очистки, на котором производят очистку сточных вод канализации загрязненных нефтепродуктами и механическими примесями. – участок биологической очистки, работа которого заключается в окислении оставшихся в воде после механической очистке органических загрязнений с помощью микроорганизмов.

В результате хозяйственной деятельности на предприятии образуются следующие виды отходов и потребления:

- отработанные катализаторы;
- нефтяной шлам;
- осадок реагентного хозяйства;
- твердые бытовые отходы и т.д.

В целях исключения загрязнения земель и грунтовых вод на предприятии разработана и действует система сбора образующихся отходов, технология их переработки на месте, либо схема отправки на переработку (утилизацию) в соответствии с договором. Твердые бытовые отходы, другие бытовые отходы 4 класса токсичности, к которым относятся отходы от уборки территории, дорожный смет, строительные отходы размещаются на собственной санкционированной свалке бытовых отходов, где в соответствии с проектом производится плановая рекультивация земель [39].

Кроме указанных отходов в процессе строительства и эксплуатации будут образовываться следующие виды отходов:

- строительные отходы без накопления вывозятся на лицензированное предприятие по переработки черных металлов или на полигон твердо бытовых отходов;
- обтирочный материал, отходы бумаги, стекла, бытовой мусор планируется собирать в централизованном месте временного хранения промышленных отходов (металлический контейнер, объемом 1 м<sup>3</sup>) и по мере накопления подлежит вывозу на захоронение на полигон [40].

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках бакалаврской работы был проведен анализ литературных источников, посвященных процессу гидроочистки дизельного топлива для удаления нежелательных компонентов (серо-, азот-, металлосодержащие соединения), а также сократить возможность протекания реакций гидрокрекинга. Изучены химические основы процесса, используемое оборудование, катализаторы, ключевые параметры процесса.

В соответствии с поставленными задачами, выполнен расчет реактора для системы гидроочистки, рассчитан материальный баланс, выявлены объемы гидрогенизата, достигающие 142057,08 кг/ч, и сероводорода, составляющие 400,00 кг/ч, а также посчитана температура на выходе из реактора, равная 322,68 °С. Полученные результаты близки к практическими данными.

Дополнительно, в исследовании освещены аспекты безопасности и экологической устойчивости процесса на рассматриваемом оборудовании. Проанализированы методы защиты персонала, основные точки выбросов загрязняющих веществ, а также твердые и жидкие отходы производства.

В заключение, был разработан и представлен чертеж технологической схемы установки для гидроочистки. Задачи бакалаврской работы были реализованы в полном объеме.

					ВКР.191271.180301 ПЗ			
			Подпись	Дата				
Разраб.	Кутько И. Д.				Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива	Лит.	Лист	Листов
Пров.	Лескова С. А.					у	65	68
Н. контр.	Родина Т. А.					АмГУ, ИКиИН, гр. 0107-об		
Зав. каф.	Гужель Ю. А.							

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Магарил, Р. З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти / Р. З. Магарил. – М. : Химия, 1985. – 279 с.

2 Орочко, Д. И. Гидрогенизационные процессы в нефтепереработке / Д. И. Орочко, А. Д. Сулимов, Л. Н. Осипов. – М. : Химия, 1971. – 325 с.

3 Суханов, В. П. Каталитические процессы в нефтепереработке / В. П. Суханов. – М. : Химия, 1973. – 416 с.

4 Chen, J. Hydrodesulfurization of diesel fuel: a review of catalysts and processes / J. Chen, J. Li, J. Wang // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2019. – Vol. 75. – P. 1–15.

5 Солодова, Н. Л. Гидроочистка топлив: учеб. пособие / Н. Л. Солодова, Н. А. Терентьева. – Казань: Изд-во Казанский гос. технол. ун-т, 2008. – 103 с.

6 Аспель, Н. В. Гидроочистка моторных топлив / Н. В. Аспель, Г. Г. Демкина. – М. : Химия, 1977. – 160 с.

7 Калинин, А. Ф. Расчет и выбор конструкции кожухотрубного теплообменного аппарата: Методические указания по курсовому проектированию. 2-е издание, переработанное и дополненное / А. Ф. Калинин, К. Х. Шотиди. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 82 с.

8 Кузнецов, В. Н. Методика расчета реакторов для гидроочистки нефтепродуктов / В. Н. Кузнецов, А. В. Кузнецов, А. В. Кузнецова. – М. : Издательство МИТХТ, 2018. – 64 с.

9 Левченко, А. В. Методика определения оптимальных параметров гидроочистки дизельного топлива / А. В. Левченко, И. А. Белоусов, А. В. Старостин. – М. : Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2019. – 48 с.

10 Зуйков, А. В. Особенности производства дизельного топлива с низким содержанием полициклический ароматических углеводородов / А. В. Зуйков,

					<b>ВКР.191271.180301 ПЗ</b>			
			<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кутько И. Д.</i>				<i>Расчет основного оборудования установки гидроочистки дизельного топлива</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Лескова С. А.</i>					у	66	69
<i>Н. контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>					<i>АмГУ, ИКиИН, гр. 0107–об</i>		
<i>Зав. каф.</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>							

Е. А. Чернышова, Ю. В. Сидоров, В. А. Хавкин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – № 1. – С. 11–15.

11 Пат. РФ № 2645123. Катализатор для гидроочистки дизельного топлива / И. А. Белоусов, А. В. Левченко, А. В. Старостин. – Опубл. 20.02.2018. – Бюл. № 5.

12 Капустин, В. М. Технология переработки нефти. Часть вторая. Деструктивные процессы / В. М. Капустин, А. А. Гуреев – М. : Колос, 2007. – 334 с.

13 Zhang, J. Hydrodesulfurization of diesel fuel over CoMo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts: effect of support pore structure and metal loading / J. Zhang, J. Li, J. Chen // Catalysis Today. – 2018. – Vol. 309. – P. 28–35.

14 Кузнецов, В.Н. Исследование процесса гидроочистки дизельного топлива на катализаторе CoMo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> / В. Н. Кузнецов, А. В. Кузнецов, Е. В. Кузнецова // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 4. – С. 23–29.

15 Смирнов, А. Д. Влияние температуры на кинетику гидроочистки дизельного топлива / А. Д. Смирнов, В. В. Смирнов, О. А. Смирнова // Химическая технология. – 2019. – № 12. – С. 12–18.

16 Петров, И. С. Оптимизация параметров гидроочистки дизельного топлива на основе математического моделирования / И. С. Петров, Е. И. Петрова, С. И. Петров // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 3. – С. 34–40.

17 Фомиченко, И. В. Совершенствование процесса гидроочистки дизельного топлива / И. В. Фомиченко, Я. Л. Ускач // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. – № 8. – С. 145–146.

18 Иванова, Л. С. Проектирование установки гидроочистки дизельного топлива / Л. С. Иванова, И. З. Илалдинов // Нефтегазовая инженерия. – 2016. – № 4. – С. 28–32.

19 Руденко, А. В. Повышение эффективности процесса гидроочистки дизельного топлива / А. В. Руденко // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2015. – № 4. – С. 247–250.

20 Евдокимова, Н. Г. технологические расчеты химических реакторов переработки углеводородного сырья. Часть вторая: учебно-методическое пособие

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

/ Н. Г. Евдокимова, К. В. Александрова, Р. Г. Хасанов, Е. В. Грызина – Уфа: Изд-во Уфимский гос. нефтяной тех. ун-т, 2011. – 66 с.

21 ГОСТ 32510–2013. Топливо дизельное. Технические условия. – М. : Стандартиформ, 2013. – 28 с.

22 ГОСТ 38.01145–2018. Топливо дизельное. Методы определения содержания серы. – М. : Стандартиформ, 2018. – 16 с.

23 Регламент технического обслуживания и ремонта оборудования для гидроочистки нефтепродуктов. – М. : Министерство энергетики РФ, 2019. – 32 с.

24 Гидроочистка дизельного топлива: технологическая схема и оборудование / под ред. В. В. Смирнова. – М.: Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2020. – 256 с.

25 ГОСТ 17.2.3.02–2014. Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями. – Взамен ГОСТ 17.2.3.02–78; введ. 1.07.15. – М. : Стандартиформ, 2014. – 7 с.

26 ГОСТ 32511–2013. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия ; введ. 1.01.15. – М. : Стандартиформ, 2014. – 20 с.

27 Роснефтехим : Классификация дизельного топлива [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – М. : 2007. – Режим доступа : <https://rosneftehim.ru/articles/klassifikatsiya-dizelnogo-topliva/>. – 26.04.24

28 Самойлов, Н. А. Информационные технологии и промышленные перспективы дифференциальной гидроочистки дизельного топлива [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabo/748012-informatsionnyetehnologii-i-promyshlennye-perspektivy-differentsialnoygidroochistki-dizelnogotop/>. – 28.04.24.

29 Цветкова, М. Н. Установка гидроочистки дизтоплива [Электронный ресурс]. – М., 2017. – Режим доступа : [https://www.newchemistry.ru/printletter.php?n\\_id=8561](https://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=8561). – 01.05.24.

30 Pat. 4960505 US Process for the Hydrogenation of Hydrocarbon Oils // Mind-erhoud J. K., Lucien J. (US)

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

31 Хавкин, В. А. Гидрогенизационные процессы на НПЗ России / В. А. Хавкин [и др.]. // Мир нефтепродуктов. – 2010. – № 3. – С. 25-29.

32 Митусов, Т. Н. Современное состояние производства дизельных топлив. Требования к качеству / Т. Н. Митусов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2009. – № 9-10 – С. 6-9.

33 Пат. 2555708 Российская Федерация, МПК В01J 37/02, В01J 37/08, В01J 21/04. Способ приготовления катализаторов для глубокой гидроочистки нефтяных фракций / Н. Н. Томина [и др.]. ; заявитель и патентообладатель СГТУ. – № 2013143688/04 ; Заявл. 27.09.2013 ; Оpubл. 10.07.2015, Бюл. № 19.

34 Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб. пособие / Р. Т. Эмирджанов, Р. А. Лемберанский. – М. : Химия, 1989. – 192 с.

35 Технологический регламент Гидроочистка дизельных топлив, вакуумного газойля. Установка Л-24/6 и парк 17А цех 8/14, нефтеперерабатывающий завод. ТР. 02-24 - 2011.

36 Егоров, А. Ф. Анализ риска, оценка последствий аварий и управление безопасностью химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств / А. Ф. Егоров, Т. В. Савицкая. – М. : Колос С, 2018. – 528 с.

37 Краснова, А. Р. Основные опасности на установке по гидроочистке дизельного топлива на нефтеперерабатываем заводе / А. Р. Краснова, Т. Г. Чиженко // Вестник АНГТУ – 2022. – № 16. – С. 184-186.

38 Абросимов, А. А. Экология переработки углеводородных систем /А. А. Абросимов – М. : Химия – 2002. – 608 с.

39 Фарамазов С.А. Оборудование нефтеперерабатывающих заводов и его эксплуатация – М. : Химия – 1978. – 352 с.

40 Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Сомов, А. С. Фомин. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.

					ВКР.191271.180301 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

